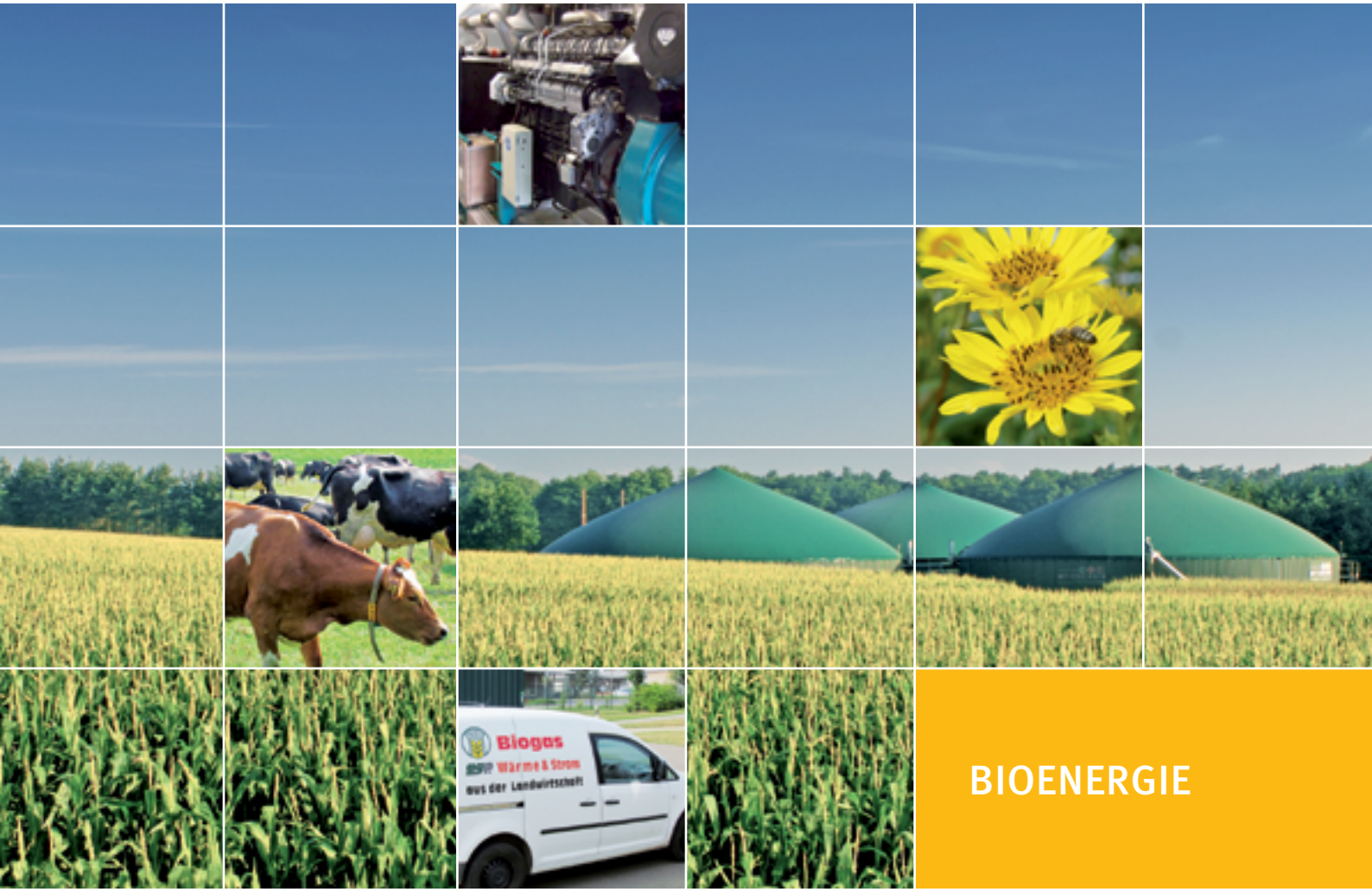
biogas.fnr.de

LEITFADEN BIOGAS

Von der Gewinnung zur Nutzung



BIOENERGIE

Gefördert durch:

Bundesministerium für
Ernährung, Landwirtschaft
und Verbraucherschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

FNR
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.

IMPRESSUM

Diese Arbeit wurde im Rahmen des Projektes „Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung“ angefertigt.

Projektträger: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR)
Förderkennzeichen (FKZ): 22005108

Gefördert durch das Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

Projektnehmer: Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ)
Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig, www.dbfz.de

Projektpartner: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL)
Bartningstraße 49, 64289 Darmstadt, www.ktbl.de

Johann Heinrich von Thünen-Institut (TI)
Institut für Agrartechnologie und Biosystemtechnik
Bundesallee 50, 38116 Braunschweig, www.ti.bund.de/de/startseite/institute/at.html

Rechtsanwaltskanzlei Schnutenhaus & Kollegen
Reinhardtstraße 29 B, 10117 Berlin, www.schnutenhaus-kollegen.de

Die vorliegende Aktualisierung erfolgte durch die Projektpartner Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ), Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL) und Rechtsanwaltskanzlei Schnutenhaus & Kollegen.

Herausgeber: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR)
OT Gülzow, Hofplatz 1, 18276 Gülzow-Prüzen
Tel.: 03843/6930-0, Fax: 03843/6930-102
info@fnr.de
www.nachwachsende-rohstoffe.de
www.fnr.de

Redaktion
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), Abteilung Öffentlichkeitsarbeit

Bilder
Titel: MT-Energie GmbH, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.
Sofern nicht am Bild vermerkt: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.

Gestaltung/Realisierung
www.tangram.de, Rostock

Druck
www.druckerei-weidner.de, Rostock

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier mit Farben auf Pflanzenölbasis

Bestell-Nr. 208
6., überarbeitete Auflage, 2013

Alle Rechte vorbehalten.
Kein Teil dieses Werkes darf ohne schriftliche Einwilligung des Herausgebers in irgendeiner Form reproduziert oder unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt, verbreitet oder archiviert werden.
Für die Ergebnisdarstellung mit Schlussfolgerungen, Konzepten und fachlichen Empfehlungen sowie die Beachtung etwaiger Autorenrechte sind ausschließlich die Verfasser zuständig.

ISBN 3-00-014333-5

LEITFADEN BIOGAS

Von der Gewinnung zur Nutzung

INHALT

1	**Ziele des Leitfadens**	**8**
	M. Kaltschmitt, F. Scholwin	
1.1	Aufgabenstellung	8
1.2	Lösungsansatz	9
1.3	Inhalt	9
1.4	Zielgruppen	9
1.5	Abgrenzung	10
1.5.1	Technik	10
1.5.2	Substrate	10
1.5.3	Aktualität	10
1.5.4	Datenumfang	10
2	**Grundlagen der anaeroben Fermentation**	**11**
	J. Friehe, A. Schattauer, P. Weiland	
2.1	Entstehung von Biogas	11
2.2	Milieubedingungen	12
2.2.1	Sauerstoff	12
2.2.2	Temperatur	12
2.2.3	pH-Wert	13
2.2.4	Nährstoffversorgung	14
2.2.5	Hemmstoffe	14
2.3	Betriebsparameter	15
2.3.1	Raumbelastung und Verweilzeit	15
2.3.2	Produktivität, Ausbeute und Abbaugrad	16
2.3.3	Durchmischung	17
2.3.4	Gasbildungspotenzial und methanogene Aktivität	17
2.4	Literaturverzeichnis	20
3	**Anlagentechnik zur Biogasbereitstellung**	**21**
	V. Denysenko, El. Fischer, H. Gattermann, U. Jung, J. Postel, T. Reinelt, A. Schattauer, S. Scheibe, F. Scholwin, W. Stinner, T. Weidele, P. Weiland	
3.1	Merkmale und Unterscheidung verschiedener Verfahrensvarianten	21
3.1.1	Trockensubstanzgehalt der Gärsubstrate	21
3.1.2	Art der Beschickung	22
3.1.3	Anzahl der Prozessphasen und -stufen	23
3.2	Verfahrenstechnik	23
3.2.1	Substratmanagement	24
3.2.2	Biogasgewinnung	39
3.2.3	Lagerung des vergorenen Substrates	52
3.2.4	Speicherung des gewonnenen Biogases	55
3.2.5	Maßnahmen zur Emissionsminderung	57
3.3	Biogas-Kleinanlagen	60
3.3.1	Ziele und Rahmenbedingungen	60
3.3.2	Angebotene Technologien	61
3.4	Relevante technische und Arbeitsschutzregelwerke	65
3.5	Literaturverzeichnis	66

4 Beschreibung ausgewählter Substrate 68
J. Friehe, A. Schattauer, P. Weiland

4.1 Substrate aus der Landwirtschaft 68
4.1.1 Wirtschaftsdünger 68
4.1.2 Nachwachsende Rohstoffe 68
4.2 Substrate aus der weiterverarbeitenden Agroindustrie 71
4.2.1 Bierherstellung 71
4.2.2 Alkoholgewinnung 71
4.2.3 Biodieselproduktion 72
4.2.4 Kartoffelverarbeitung (Stärkeherstellung) 72
4.2.5 Zuckergewinnung 72
4.2.6 Nebenprodukte der Obstverarbeitung 73
4.3 Einsatzstoffe gemäß Anlage 1 Biomasseverordnung 73
4.4 Stoffdaten und Gaserträge der Einsatzstoffe gemäß Anlage 1 Biomasseverordnung 74
4.5 Grün- und Rasenschnitt 74
4.6 Landschaftspflegematerial 74
4.7 Literaturverzeichnis 74
4.8 Anhang 76

5 Betrieb von Biogasanlagen 77
J. Friehe, J. Liebetrau, T. Reinelt, A. Schreiber, W. Stinner, P. Weiland

5.1 Kenndaten zur Überwachung des biologischen Prozesses 77
5.1.1 Biogasproduktionsrate 78
5.1.2 Gaszusammensetzung 78
5.1.3 Temperatur 78
5.1.4 Inputmenge und Füllstände 79
5.1.5 Substratcharakterisierung 79
5.1.6 Bestimmung der Konzentration von organischen Säuren 80
5.1.7 pH-Wert 81
5.1.8 Konzentration an Spurenelementen 81
5.1.9 Stickstoff, Ammonium, Ammoniak 82
5.1.10 Schwimmdecken 82
5.1.11 Schaumbildung 83
5.1.12 Prozessbewertung 83
5.2 Anlagenüberwachung und Automatisierung 84
5.2.1 Bussystem 85
5.2.2 Projektierung 86
5.2.3 Anwendungen/Visualisierung 86
5.2.4 Datenerfassung 86
5.2.5 Prozessregelung 86
5.3 Prozesskontrolle im Anfahr- und Regelbetrieb 87
5.3.1 Regelbetrieb 87
5.3.2 Anfahrprozess 88
5.4 Störungsmanagement 92
5.4.1 Ursachen von Prozessstörungen 92
5.4.2 Handhabung von Prozessstörungen 93
5.4.3 Handhabung von technischen Störungen und Problemen 94
5.5 Betriebssicherheit 95
5.5.1 Arbeits- und Anlagenschutz 95
5.5.2 Umweltschutz 97
5.6 Hinweise zur Anlagenoptimierung 98
5.6.1 Technische Optimierung 99
5.6.2 Analyse der Effizienz der Gesamtanlage (Substratausnutzung auf Basis von Energieflüssen) 99
5.6.3 Ökonomische Optimierung 99
5.6.4 Minimierung der Umweltauswirkungen 100
5.7 Literaturverzeichnis 104

6 Gasaufbereitung und Verwertungsmöglichkeiten 106
Er. Fischer, H. Gattermann, J. Grope, F. Scholwin, T. Weidele, M. Weithäuser

6.1 Gasreinigung und Gasaufbereitung 106
6.1.1 Entschwefelung 106
6.1.2 Trocknung 110
6.1.3 Kohlendioxidabscheidung 111
6.1.4 Sauerstoffentfernung 113
6.1.5 Entfernung weiterer Spurengase 114
6.1.6 Aufbereitung auf Erdgasqualität 114
6.2 Nutzung durch Kraft-Wärme-Kopplung 114
6.2.1 Blockheizkraftwerke mit Verbrennungsmotoren 114
6.2.2 Stirlingmotoren 120
6.2.3 Mikrogasturbinen 121
6.2.4 Brennstoffzellen 122
6.2.5 Abwärmenutzung stromgeführter KWK 123
6.3 Gaseinspeisung 124
6.3.1 Einspeisung in das Erdgasnetz 124
6.3.2 Einspeisung in Mikrogasnetze 125
6.4 Treibstoff für Kraftfahrzeuge 125
6.5 Thermische Nutzung von Biogas 126
6.6 Literaturverzeichnis 126

7 Rechtliche Rahmenbedingungen der Energiegewinnung aus Biogas 128
U. Behrendt, I. Falke, J. Schnutenhaus

7.1 Finanzierung von Biogasanlagen 128
7.2 Versicherung von Biogasanlagen 129
7.3 Genehmigung von Biogasanlagen 129
7.3.1 Das baurechtliche Genehmigungsverfahren 129
7.3.2 Das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren 130
7.3.3 Immissionsschutzrechtliche Anforderungen 132
7.3.4 Störfall-Verordnung 133
7.3.5 Wasserrecht 133
7.3.6 Betriebssicherheit 133
7.3.7 Energierechtliche Anforderungen nach § 49 EnWG 133
7.4 Rechtliche Anforderungen beim Einsatz bestimmter Substrate 134
7.4.1 Einsatz von Energiepflanzen 134
7.4.2 Einsatz von Gülle und sonstigen tierischen Nebenprodukten 134
7.5 Einspeisevergütung für Strom nach dem EEG 2012 134
7.5.1 Voraussetzungen der Einspeisevergütung nach dem EEG 2012 135
7.5.2 Einsatzstofftagebuch 136
7.5.3 Umweltgutachten 136
7.5.4 Der Anlagenbegriff im EEG 2012 137
7.5.5 Besondere Förderung kleinerer Hofanlagen 137
7.5.6 Spezieller Vergütungsanspruch beim Einsatz bestimmter Bioabfälle 138
7.5.7 Förderung der Biogasaufbereitung durch den Gasaufbereitungs-Bonus 138
7.5.8 Auswirkungen des EEG 2012 auf Bestandsanlagen 138
7.6 Konfliktlösung und Information durch die Clearingstelle EEG 139
7.7 „Repowering“: Erweiterung von Biogasanlagen 140
7.7.1 Bau einer weiteren Biogasanlage am Standort der Biogasanlage 140
7.7.2 Bau eines zusätzlichen neuen BHKW am Standort der Biogasanlage 140
7.7.3 Austausch eines vorhandenen BHKW gegen ein neues BHKW am Standort der Biogasanlage 141
7.7.4 Austausch eines vorhandenen BHKW gegen ein neues, leistungsstärkeres BHKW am Standort der Biogasanlage 141
7.7.5 Austausch eines vorhandenen BHKW gegen ein neues BHKW am Satelliten-Standort 142
7.7.6 Auswirkungen auf die Genehmigung 142
7.8 Netzanschlusspflicht des Netzbetreibers 143
7.9 Einspeisemanagement 143

7.10	Direktvermarktung	143
7.10.1	Arten der Direktvermarktung	143
7.10.2	Marktprämie	144
7.10.3	Flexibilitätsprämie	144
7.10.4	Grünstromprivileg	145
7.10.5	Teilnahme am Regelenergiemarkt	145
7.11	Wärmenutzung	145
7.12	Biogasaufbereitung und Biomethaneinspeisung	146
7.12.1	Rechtliche Regelungen zum Gasnetzanschluss	146
7.12.2	Gastransport und Biomethannutzung	146
7.13	Typische Verträge	147
7.13.1	Anlagenbauvertrag	147
7.13.2	Betriebsführungs-/ Wartungsvertrag	148
7.13.3	Substratliefer- und Gärrückstandrücknahmevertrag	148
7.13.4	Biogasliefervertrag	148
7.13.5	Wärmeliefervertrag	149
7.13.6	Gestattungsvertrag mit Grundstückseigentümern	149
7.13.7	Wegenutzungsvertrag mit der Gemeinde	150
7.14	Literaturverzeichnis	150

8	**Ökonomie**	152
	H. Döhler, S. Hartmann, U. Keymer, A. Niebaum, M. Paterson, G. Reinhold, M. Stadelmann, B. Wirth	
8.1	Darstellung der Modellanlagen – Annahmen und Kennwerte	152
8.1.1	Anlagenleistung	153
8.1.2	Substrate	153
8.1.3	Biologische und technische Auslegung	155
8.1.4	Technische und verfahrenstechnische Kennwerte	156
8.1.5	Investitionen für die Funktionseinheiten der Modellanlagen	158
8.2	Wirtschaftlichkeit der Modellanlagen	158
8.2.1	Erträge	158
8.2.2	Kosten	161
8.2.3	Leistungs-Kosten-Rechnung	162
8.3	Sensitivitätsanalyse	164
8.4	Wirtschaftlichkeit ausgewählter Wärmenutzungspfade	165
8.4.1	Wärmenutzungspfad Trocknung	165
8.4.2	Wärmenutzungspfad Gewächshausbeheizung	168
8.4.3	Wärmenutzungspfad kommunales Nahwärmenetz	169
8.5	Qualitative Einordnung unterschiedlicher Wärmenutzungspfade	170
8.6	Literaturverzeichnis	170

9	**Betriebsorganisation**	171
	S. Hartmann, P. Jäger, A. Niebaum, M. Paterson, G. Reinhold, M. Schwab, R. Stephany	
9.1	Umstrukturierung des Betriebes – Perspektiven und Ansätze zur Optimierung	173
9.1.1	Wahl eines geeigneten Anlagenstandortes	173
9.1.2	Auswirkung der Biogasanlage auf die Fruchtfolge	173
9.1.3	Flächen- und Arbeitszeitbedarf	174
9.1.4	Einflüsse von BHKW-Fahrweise und -Auslastung	178
9.2	Steuerliche und rechtliche Anmerkungen zu Bau und Betrieb von Biogasanlagen	178
9.2.1	Steuerliche Behandlung des Betriebs von Biogasanlagen	178
9.2.2	Rechtsformwahl und die steuerlichen Auswirkungen	180
9.3	Literaturverzeichnis	182

10	**Qualität und Verwertung des Gärrückstandes**	184
	T. Amon, H. Döhler, S. Grebe, S. Klages, U. Roth, D. Wilken, S. Wulf	
10.1	Eigenschaften des Gärrückstandes	184
10.1.1	Eigenschaften, Nährstoffe und wertgebende Inhaltsstoffe	184
10.1.2	Schadstoffe	184
10.1.3	Hygienische Eigenschaften	185
10.2	Lagerung des Gärrückstandes	186
10.2.1	Ammoniakemissionen	186
10.2.2	Klimarelevante Emissionen	187
10.3	Verwertung des Gärrückstandes auf landwirtschaftlichen Flächen	189
10.3.1	Verfügbarkeit und Nährstoffwirkung von Stickstoff	189
10.3.2	Maßnahmen zur Verringerung der Ammoniakverluste nach der Ausbringung von Gärrückständen	190
10.3.3	Günstige Einsatztermine für Gärrückstände	191
10.3.4	Nährstoffwirkung und Humusreproduktion für ein Anlagenbeispiel	193
10.3.5	Rechtliche Einordnung des Gärrückstandes – Anforderungen und Grenzen	195
10.4	Aufbereitung von Gärrückständen	197
10.4.1	Aufbereitungstechniken	197
10.4.2	Verwertung der aufbereiteten Gärrückstände	200
10.4.3	Vergleich der Gärrückstandaufbereitungsverfahren	201
10.5	Literaturverzeichnis	201
11	**Umsetzung eines Projektes**	203
	Er. Fischer, A. Niebaum, A. Schattauer, F. Scholwin	
11.1	Idee und Projektskizze	203
11.2	Machbarkeitsuntersuchung	204
11.2.1	Substratverfügbarkeit	206
11.2.2	Standortauswahl	206
11.2.3	Stoffstromlogistik	207
11.2.4	Technologieauswahl	208
11.2.5	Gasnutzung	208
11.2.6	Bewertung und Entscheidungsfindung	209
11.3	Investitionsvorbereitung durch Öffentlichkeitsarbeit	209
11.4	Planungsschritte	210
11.4.1	Genehmigungsplanung	211
11.4.2	Ausführungsplanung	213
11.5	Bauplanung und Anlagenbau	214
11.6	Abnahme der Bauleistungen	214
11.7	Inbetriebnahme der Anlage	215
11.8	Notwendige Verträge	215
11.8.1	Biomasseliefervertrag	215
11.9	Literatur- und Referenzverzeichnis	216

12 Stellung und Bedeutung von Biogas als regenerativer Energieträger in Deutschland 217
J. Daniel-Gromke, M. Kaltschmitt, A. Scheuermann, F. Scholwin, B. Schumacher, R. Wilfert
12.1 Biogaserzeugung als Option einer Energiegewinnung aus Biomasse 217
12.2 Ökologische Einordnung und Nachhaltigkeit der Biogasgewinnung und -nutzung 218
12.3 Stand der Biogasgewinnung und -nutzung in Deutschland 219
12.3.1 Anlagenbestand und Anlagenleistung 219
12.3.2 Biogasanwendung und Trends 221
12.3.3 Eingesetzte Substrate 222
12.4 Potenziale 223
12.4.1 Technische Primärenergiepotenziale 223
12.4.2 Technische Endenergiepotenziale 223
12.5 Ausblick 224
12.6 Literaturverzeichnis 225

13 Beispielprojekte 226
J. Friehe, W. Stinner, P. Trainer, P. Weiland
13.1 Anlagenbeispiel 1 Güllekleinanlage (60 kW_{el}) 227
13.2 Anlagenbeispiel 2 (bis 200 kW_{el}) 228
13.3 Anlagenbeispiel 3 (bis 250 kW_{el}; Beregnungsverfahren, besondere Eignung für Halmgut) 229
13.4 Anlagenbeispiel 4 (bis 500 kW_{el}) 230
13.5 Anlagenbeispiel 5 (bis 1.000 kW_{el}) 231
13.6 Anlagenbeispiel 6 zur Feststoffvergärung (Boxenverfahren) 232

Anhang 233
Glossar 233
Abbildungsverzeichnis 236
Tabellenverzeichnis 239
Abkürzungsverzeichnis 242
Anschriften der Institutionen 243
Autorenverzeichnis 244

1 ZIELE DES LEITFADENS

Der Ausbau der Biogasgewinnung und -nutzung hat in den vergangenen Jahren eine sehr starke Entwicklung genommen. Neben dem Ausbau des Biogasanlagenbestandes auf über 7.600 Anlagen, die vorwiegend in einem landwirtschaftlichen Kontext errichtet wurden bzw. betrieben werden, haben sich die eingesetzten Technologien deutlich verändert und weiterentwickelt. Trotz dieser inzwischen reichen Erfahrungen mit der Biogastechnik in Deutschland besteht nach wie vor ein sehr großes Interesse an der Technologie bei gleichzeitig vorhandenem hohem Wissensbedarf. Der vorliegende Leitfaden soll daher einen Beitrag leisten, erschöpfende und praxisnahe Antworten auf technische, organisatorische, rechtliche und wirtschaftliche Fragen der landwirtschaftlichen Biogaserzeugung und -nutzung zu geben.

Dieser Leitfaden ist die überarbeitete Fortführung der „Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung“, die seit dem Jahr 2004 von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) herausgegeben wird. Im Zuge einer grundlegenden Neuausrichtung der FNR-Fachpublikationen für den Bereich Bioenergie wurde die Handreichung in „Leitfaden Biogas – Von der Gewinnung zur Nutzung“ umbenannt.

Die 5. Ausgabe des Leitfadens (2010) wurde gegenüber der 3. überarbeiteten Auflage bzw. der 4. unveränderten Auflage der Handreichung (2006/2009) vollständig aktualisiert, neu strukturiert und zum Teil stärker detailliert. Besonders die technische Weiterentwicklung, Sicherheitsanforderungen und die gesetzlichen Neuregelungen mit dem EEG 2009 wurden in umfassendem Maße berücksichtigt.

Mit der vorliegenden Fassung (2013) wurden schwerpunktmäßig Aspekte des Umwelt- und Emissionsschutzes und die neuen gesetzlichen Anforderungen aus dem EEG 2012 sowie anderer geänderter gesetzlich relevanter Vorschriften beleuchtet. Ausgehend von den Bedingungen und Vorgaben des neuen EEG sind im Kapitel 8 die Ökonomie der Modellanlagen auf dieser Basis erstellt und das Thema kleine Gülleanlagen wird ebenfalls erfasst. Aktuelle Zahlen und Abbildungen runden die Überarbeitung ab.

Die FNR stellt dem Leser damit ein wertvolles Handbuch zur Verfügung, in dem ausgewählte Autoren Informationen über die Biogastechnologie, die Vorbereitung der Investition bis hin zum Nachschlagewerk für den Anlagenbetrieb geben.

Weitere Informationen und Publikationen der FNR zum Themenbereich Biogas sind unter http://biogas.fnr.de erhältlich.

1.1 Aufgabenstellung

Die Steigerung der Energieerzeugung aus Biogas ist im Wesentlichen auf die administrative Rahmensetzung (vor allem auf die im Erneuerbare-Energien-Gesetz festgelegten Vergütungssätze für Strom aus regenerativen Energien) zurückzuführen. Auf Grund der anhaltend starken Nachfrage hat sich eine beachtliche Zahl von Biogasanlagenherstellern und Komponentenanbietern am Markt etabliert. Auf diese Weise ist Deutschland zum weltweit führenden Land hinsichtlich der Planung und Errichtung von Biogasanlagen geworden. Trotz der inzwischen weitreichenden Erfahrungen existieren weiterhin vier bedeutende Fragestellungen, deren Beantwortung die Aufgabe des vorliegenden Leitfadens Biogas sein soll:

Trotz der klar sichtbaren Tendenz einer zukünftig weiter zunehmenden Biogaserzeugung fehlt in der Landwirtschaft und auf Seiten der Investoren und zukünftigen Betreiber oft noch das notwendige Know-how. Deshalb müssen Kenntnisse von der Landwirtschaft bis hin zur Energietechnik mit allen damit zusammenhängenden rechtlichen, ökologischen, administrativen, organisatorischen und logistischen Aspekten vermittelt werden, um möglichst viele weitere Biogas-Projekte zum Erfolg zu führen.

Die Marktentwicklung hat zu einer kaum überschaubaren Vielzahl technischer Lösungsvarianten und Einzellösungen geführt. Der Leitfaden bietet hier einen bewährten frei von Firmeninteressen erarbeiteten und wissenschaftlich fundierten Überblick darüber, welche Technologien heute marktverfügbar und welche zukunftsträchtig sind.

Bei der Wahl der Substrate werden nach wie vor aus Unkenntnis elementare biotechnologische Regeln verletzt. Deshalb muss gerade für die Phase der Ideenfindung sowie für die Betriebsphase Wissen bereitgestellt werden, um zu vermeiden, dass weiterhin Anlagen weitab vom Optimum betrieben werden.

Es bestehen gerade vor dem Hintergrund des in der jungen Vergangenheit stark veränderten Rechtsrahmens große Unsicherheiten bei Fragen der Genehmigung von Biogasanlagen. Hier muss ein Überblick über notwendige Schritte bei der Umsetzung eines Biogas-Projektes unter Berücksichtigung der äußerst uneinheitlichen Praxis in den einzelnen Bundesländern erarbeitet werden.

Die regenerative Energiebereitstellung aus Biogas kann in idealer Weise mit einem verbesserten Stoffstrommanagement kombiniert werden. Deshalb ist die Investition in eine Biogasanlage häufig sinnvoll. Um hier eine fundierte Entscheidung treffen zu können, müssen die eigenen Vorstellungen mit den technischen und ökonomischen Möglichkeiten der Biogastechnologie methodisch richtig abgeglichen werden. Aus diesem Grund soll der Leitfaden Biogas mit den enthaltenden Informationen dazu beitragen, das energetische und wirtschaftliche Potenzial, das die Branche zweifelsohne noch immer hat, auszuschöpfen.

1.2 Lösungsansatz

Der vorliegende Leitfaden soll bestehende Informationslücken schließen und potenzielle Anlagenbetreiber und andere Beteiligte durch die Planungsphasen eines Biogasprojektes bis hin zur Umsetzung begleiten.

Der Leitfaden soll den Leser **MOTIVIEREN**, die Gegebenheiten in seinem Umfeld zu überdenken und zu prüfen, ob und auf welche Weise er in seinem Bereich einen Beitrag zur energetischen Nutzung von Biogas leisten kann.

Auch soll der Leitfaden **INFORMIEREN**. Potenzielle Betreiber und andere an der energetischen Nutzung von Biogas Interessierte sollen durch den Leitfaden alle notwendigen Informationen aus einer Quelle beziehen können.

Der Leitfaden soll darüber hinaus die entsprechenden Hilfsmittel bereitstellen, eine Projektidee zu **EVALUIEREN**. Es soll das Handwerkszeug vermittelt werden, das zur kritischen Prüfung vielversprechender Projektideen im Hinblick auf ihre Tauglichkeit für die wirtschaftliche Umsetzung notwendig ist.

Zusätzlich soll der Leitfaden Anleitungen und Entscheidungshilfen geben, eine Projektidee zur Energiebereitstellung aus Biogas erfolgreich zu **REALISIEREN**.

1.3 Inhalt

Der Leitfaden Biogas bietet dem Leser einen Überblick über die komplexe Thematik der Biogasgewinnung und -nutzung. Er kann als Wegleitung und Checkliste für alle notwendigen Überlegungen und Handlungen zur Vorbereitung, Planung, Errichtung und zum Betrieb einer Biogasanlage genutzt werden. Dabei werden nicht nur die technisch-planerischen Aspekte, sondern auch rechtliche, wirtschaftliche und organisatorische Gesichtspunkte berücksichtigt. Dies wird in den einzelnen Kapiteln des Leitfadens realisiert, deren Inhalte zunächst in dieser Übersicht dargestellt werden.

Folgend aus den vier oben dargestellten Lösungsansätzen soll der Leitfaden vor allem in Bezug auf diese vier Themenkomplexe Unterstützung anbieten:

- Motivation zum Engagement,
- Vermittlung von Basisinformationen,
- Evaluierung einer Projektidee und
- Umsetzung eines Projektes.

In den **Kapiteln 2 bis 6 und 10** werden die Grundlagen des Aufbaus und des Betriebs von Biogasanlagen erläutert sowie die Verwendung der Eingangssubstrate und der Reststoffe beschrieben.

Die rechtlichen, administrativen und ökonomischen Rahmenbedingungen des Biogasanlagenbetriebs sowie wirtschaftliche Analysen von Modellanlagen und die Betriebsorganisation finden sich in den **Kapiteln 7 bis 9**.

Die Umsetzung oder Realisierung einer Anlage wird in **Kapitel 11** durch Planungsempfehlungen und Checklisten zum Anlagenbau, zum Anlagenbetrieb und zum Vertragsabschluss auf der Basis der Informationen der vorhergehenden Kapitel erleichtert.

Kapitel 12 soll dazu anregen, Ideen zu entwickeln und Initiativen zu starten. Es werden aber auch Argumente für die Biogasgewinnung und -nutzung geliefert, um die Öffentlichkeitsarbeit zu unterstützen, die zur Verwirklichung einer Idee zur energetischen Nutzung organischer Substrate zur Biogasgewinnung notwendig ist.

Zur Veranschaulichung realisierter Biogasprojekte bei unterschiedlichen Konfigurationen der Biogasgewinnung und -nutzung werden in **Kapitel 13** mehrere Beispiele vorgestellt.

1.4 Zielgruppen

Der Leitfaden richtet sich grundsätzlich an alle Personen, die Interesse an der Biogasgewinnung und -nutzung haben und/oder von einem Biogasprojekt in irgendeiner Form betroffen sind. Der Leitfaden wendet sich damit in erster Linie an Personen oder Einrichtungen, die ein Biogasprojekt umsetzen und realisieren.

Zur Zielgruppe der Personen, die ein Biogas-Projekt umsetzen wollen, zählen zunächst Landwirte bzw. landwirtschaftliche Unternehmen sowie deren Partner. Als Substrat- und Energieerzeuger können sie Interesse an der energetischen Biogasgewinnung und -nutzung haben. Zudem stellen im landwirtschaftlichen Betrieb die Gärrückstände ein im Wert gesteigertes Düngemittel dar. Auf Grund des großen Biomassepotenzials im landwirtschaftlichen Bereich steht die landwirtschaftliche Biogaserzeugung im Mittelpunkt der Betrachtungen des vorliegenden Leitfadens.

Zu den weiteren potenziellen Biogas-Erzeugern zählen andere Produzenten oder Verwerter organischer Reststoffe, wie beispielsweise Betriebe der lebensmittelverarbeitenden Industrie, Entsorgungsunternehmen oder Kommunen. Private und institutionelle Investoren sowie in die Technologie investierende

Energieversorger gehören ebenfalls zur Zielgruppe der potenziellen Realisierer. So existieren z. B. Beteiligungsgesellschaften, die speziell in Biogasprojekte investieren.

Die zweite Zielgruppe sind Personen, die in irgendeiner Form an einem Biogasprojekt beteiligt sind, sei es als Behördenmitarbeiter, Bankangestellter, Angestellte eines Strom- oder Gasnetzbetreibers, landwirtschaftlicher Berater oder Planer, aber auch als Anlagen- und Komponentenbauer. Darüber hinaus sind aber auch alle Personen, die mittelbar oder unmittelbar von der Umsetzung eines Biogasprojektes betroffen sind, angesprochen. Der Leitfaden soll hier Informationsdefizite beseitigen und zum besseren Verständnis für die gegenseitigen Belange beitragen.

Ähnliches gilt auch für regionale und überregionale Verbände und Organisationen, die im Bereich der regenerativen Energien aktiv und unter Umständen beratend tätig sind. Für sie ist der Leitfaden eine wesentliche Informationsquelle für ihre Beratungsaufgaben im Bereich der Nutzung von Biomasse zur Biogasgewinnung.

Der Leitfaden ist ebenfalls als Motivation und Hilfe für Entscheidungsträger gedacht, die sich auf Grund ihrer Position in der Lage befinden, Biogasprojekte zu initiieren und/oder anzuschieben. Potenziellen Fördergeldgebern und Energieagenturen wird der Leitfaden in ihrer Multiplikatoren-Funktion hilfreich sein.

1.5 Abgrenzung

Bei dem vorliegenden Leitfaden müssen, wie nachfolgend beschrieben, sowohl hinsichtlich der Technik und der betrachteten Substrate als auch im Hinblick auf den Datenumfang und die Aktualität Abgrenzungen vorgenommen werden.

1.5.1 Technik

Der Leitfaden konzentriert sich ausschließlich auf die Verwertung von Biomasse zur Gewinnung und Nutzung von Biogas. Dabei liegt der Schwerpunkt auf Anlagen im landwirtschaftlichen Sektor sowie im Bereich der Verwertung von Reststoffen aus der Verarbeitung landwirtschaftlicher Produkte. Insbesondere Fragen der Verwertung beispielsweise von kommunalen Abfällen und Klärschlämmen werden nicht aufgegriffen. Ferner werden schwerpunktmäßig Biogastechnologien in die Betrachtungen einbezogen, die eine gewisse Bewährung im Markt erfahren haben und mehrfach kommerziell in Deutschland umgesetzt wurden.

Hinsichtlich der Gasverwertung wird der Schwerpunkt auf die kombinierte Erzeugung von Wärme und Strom mittels Kraft-Wärme-Kopplung gelegt. Fragen der Biogas-Aufbereitung auf Erdgasqualität und dessen Einspeisung in das Erdgasnetz werden grundsätzlich diskutiert, detaillierte Analysen und Bewertungen werden jedoch in anderen Publikationen der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. dargestellt, so dass auf derartige Werke entsprechend verwiesen wird.

Die über die motorische Kraft-Wärme-Kopplung hinausgehenden Technologien zur Nutzung von Biogas (z. B. Mikrogasturbine, Brennstoffzelle, lokale Treibstoffbereitstellung) werden nur soweit diskutiert, als wissenschaftlich abgesicherte Informationen vorliegen, die eine absehbare ökonomisch sinnvolle Einsatzfähigkeit zeigen. Der Leitfaden konzentriert sich damit auf die Biogaserzeugung in marktgängigen Verfahren und die motorische Verbrennung des Biogases zur Elektroenergieproduktion mit marktgängiger Technik.

1.5.2 Substrate

Im Leitfaden werden die derzeit mit bedeutenden Anteilen in der Biogaswirtschaft eingesetzten Substrate unabhängig von ihrer Herkunft (Landwirtschaft, Landschaftspflege, Kommune, Industrie) berücksichtigt. Schwerpunktmäßig wird aber auf die landwirtschaftlichen Substrate sowie die Substrate aus der Lebensmittel verarbeitenden Industrie eingegangen. Eine Orientierung für die Auswahl bieten die Einsatzstoffvergütungsklassen gemäß Biomasseverordnung 2012 (s. a. Kapitel 7).

1.5.3 Aktualität

Die Basisarbeiten und Datenerhebungen für den Leitfaden Biogasgewinnung und -nutzung wurden in den Jahren 2008 und 2009 durchgeführt. Aus diesem Grund gibt sie das aktuelle Wissen in Deutschland Mitte 2009 wieder. Dies bezieht sich dabei eher auf den Stand der Technik als auf die letzten Erkenntnisse der Wissenschaft.

Die Neufassungen in den Kapiteln 3, 7 bis 9 und 13 sowie alle aktualisierten Daten und Abbildungen basieren auf Erhebungen in den Jahren 2012 und 2013. Dieses trifft insbesondere auf die rechtlichen Rahmenbedingungen und die Wirtschaftlichkeitsberechnungen der Modellanlagen zu. Soweit nicht explizit anders vermerkt, bezieht sich daher jede Aussage zum EEG auf die seit 1. Januar 2012 gültige Fassung.

1.5.4 Datenumfang

Auch hinsichtlich des Datenumfangs erfolgt eine Abgrenzung. Der hier vorliegende Leitfaden enthält einerseits die Daten und Fakten, die zum Verständnis der entsprechenden Informationen und Vorgehensweisen notwendig sind, und andererseits diejenigen, die für die Durchführung erster Abschätzungen und Berechnungen erforderlich sind. Auf die Einbeziehung darüber hinaus gehenden Zahlenmaterials wurde zu Gunsten höherer Transparenz und Übersichtlichkeit verzichtet.

Der vorliegende Leitfaden enthält die aus den sorgfältigen Recherchen und vielfältigen Fachgesprächen resultierenden Ergebnisse. Dabei kann kein Anspruch auf die absolute Vollständigkeit und Richtigkeit der Daten erhoben werden, wobei das Ziel der umfassenden und weitestgehend erschöpfenden Darstellung aller relevanten Teilbereiche der Biogasgewinnung und -nutzung erreicht scheint.

2 GRUNDLAGEN DER ANAEROBEN FERMENTATION

2.1 Entstehung von Biogas

Wie schon der Name besagt, entsteht „Bio“-Gas in einem biologischen Prozess. Unter Ausschluss von Sauerstoff (bez. als anaerob) wird dabei aus organischer Masse ein Gasgemisch gebildet, das sogenannte Biogas. Dieser in der Natur weit verbreitete Prozess findet beispielsweise in Mooren, auf dem Grund von Seen, in Güllegruben sowie im Pansen von Wiederkäuern statt. Dabei wird durch eine Reihe von Mikroorganismen die organische Masse fast vollständig zu Biogas umgewandelt. Zusätzlich entstehen gewisse Mengen an Energie (Wärme) und neuer Biomasse.

Das gebildete Gasgemisch besteht überwiegend aus Methan (50-75 Vol.-%) und Kohlendioxid (25-50 Vol.-%). Daneben befinden sich im Biogas noch geringe Mengen an Wasserstoff, Schwefelwasserstoff, Ammoniak und anderen Spurengasen. Die Zusammensetzung wird im Wesentlichen von den eingesetzten Substraten, dem Fermentationsverfahren und verschiedenen technischen Ausführungen beeinflusst [2-1], [2-2], [2-3], [2-4]. Der Entstehungsprozess des Biogases lässt sich in mehrere Teilschritte unterteilen (siehe Abb. 2.1). Dabei müssen die einzelnen Abbauschritte optimal aufeinander eingespielt sein, damit der Gesamtprozess reibungslos abläuft.

Im ersten Schritt, der „**Hydrolyse**“, werden die komplexen Verbindungen des Ausgangsmaterials (z. B. Kohlenhydrate, Eiweiße, Fette) in einfachere, organische Verbindungen (z. B. Aminosäuren, Zucker, Fettsäuren) gespalten. Die daran beteiligten hydrolytischen Bakterien setzen hierzu Enzyme frei, die das Material auf biochemischem Weg zersetzen.

Die gebildeten Zwischenprodukte werden dann in der sogenannten „**Versäuerungsphase**“ (Acidogenese) durch fermentative (säurebildende) Bakterien weiter zu niederen Fettsäuren (Essig-, Propion- und Buttersäure) sowie Kohlendioxid und Wasserstoff abgebaut. Daneben werden aber auch geringe Mengen an Milchsäure und Alkohole gebildet. Die Art der in dieser Stufe

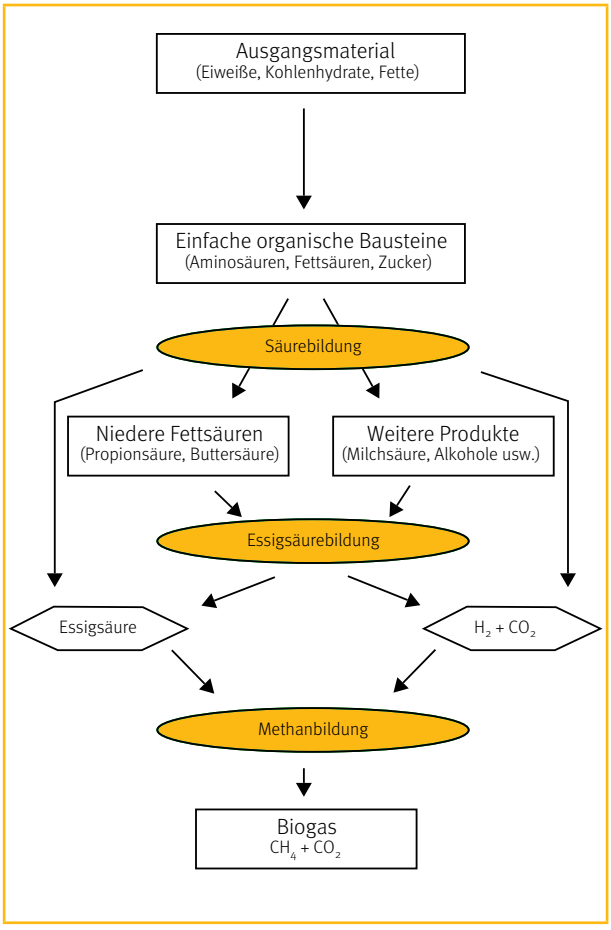


Abb. 2.1: Schematische Darstellung des anaeroben Abbaus

gebildeten Produkte wird von der Konzentration des intermediär gebildeten Wasserstoffs beeinflusst.

In der Acetogenese, der „**Essigsäurebildung**“, werden diese Produkte anschließend durch acetogene Bakterien zu Vor-

läufersubstanzen des Biogases (Essigsäure, Wasserstoff und Kohlendioxid) umgesetzt. In diesem Zusammenhang ist der Wasserstoffpartialdruck von großer Bedeutung. Ein zu hoher Wasserstoffgehalt verhindert aus energetischen Gründen die Umsetzung der Zwischenprodukte der Acidogenese. Als Folge reichern sich organische Säuren, z. B. Propionsäure, iso-Buttersäure, iso-Valeriansäure und Capronsäure, an und hemmen die Methanbildung. Die acetogenen Bakterien (Wasserstoffbildner) müssen aus diesem Grund in einer engen Lebensgemeinschaft mit den Wasserstoff verbrauchenden methanogenen Archaeen stehen, welche Wasserstoff zusammen mit Kohlendioxid bei der Bildung von Methan verbrauchen (Interspecies-Wasserstoff-Transfer) und somit für akzeptable Milieubedingungen der essigsäurebildenden Bakterien sorgen [2-5].

In der anschließenden „**Methanogenese**“, dem letzten Schritt der Biogasbildung, werden vor allem Essigsäure sowie Wasserstoff und Kohlendioxid von strikt anaeroben methanogenen Archaeen zu Methan umgewandelt. Die hydrogenotrophen Methanogenen produzieren aus Wasserstoff und Kohlendioxid das Methan, wohingegen die acetoclastischen Methanbildner durch Essigsäurespaltung Methan bilden. Unter den in landwirtschaftlichen Biogasanlagen vorherrschenden Bedingungen erfolgt die Methanbildung bei höheren Raumbelastungen vorwiegend über den Wasserstoff verwertenden Reaktionsweg und nur bei relativ geringer Raumbelastung über den Essigsäure spaltenden Reaktionsweg [2-7], [2-8]. Die aus der Klärschlammvergärung gewonnene Erkenntnis, dass Methan zu 70 % aus der Essigsäurespaltung und nur zu 30 % aus der Wasserstoffverwertung stammt, gilt bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen allenfalls für Hochlastfermenter mit sehr kurzen Verweilzeiten [2-7], [2-9].

Grundsätzlich finden die vier Phasen des anaeroben Abbaus in einem einstufigen Prozess zeitlich parallel statt. Die Bakterien der einzelnen Abbauschritte stellen aber unterschiedliche Anforderungen an ihren Lebensraum (z. B. pH-Wert, Temperatur), daher muss hier prozesstechnisch ein Kompromiss gefunden werden. Da die methanogenen Mikroorganismen aufgrund der geringen Wachstumsgeschwindigkeit das schwächste Glied der Biozönose sind und am empfindlichsten auf Störungen reagieren, müssen die Milieubedingungen an die Anforderungen der Methanbildner angepasst werden. Der Versuch, die Hydrolyse und Säurebildung von der Methanbildung durch zwei getrennte Prozessstufen räumlich zu trennen (zweiphasige Prozessführung) gelingt in der Praxis jedoch nur bedingt, da es trotz eines niedrigen pH-Werts in der Hydrolysestufe (pH ‹ 6,5) dennoch teilweise zur Bildung von Methan kommt. Das gebildete Hydrolysegas enthält neben Kohlendioxid und Wasserstoff daher auch Methan, weshalb das Hydrolysegas einer Verwertung oder Behandlung zugeführt werden muss, um negative Umweltauswirkungen und Sicherheitsrisiken zu vermeiden [2-10].

Je nach Konstruktion und Betriebsweise der Biogasanlage sowie der Beschaffenheit und Konzentration der als Substrat eingesetzten Frischmasse können sich bei mehrstufigen Prozessen unterschiedliche Milieubedingungen in den einzelnen Fermenterstufen einstellen. Die Umgebungsbedingungen wiederum beeinflussen die Zusammensetzung und Aktivität der mikrobiellen Biozönose und haben damit unmittelbar Einfluss auf die gebildeten Stoffwechselprodukte.

2.2 Milieubedingungen

Bei der Beschreibung der Milieubedingungen muss zwischen Nassfermentation und Feststofffermentation (auch als Trockenfermentation bezeichnet) unterschieden werden, da sich insbesondere im Hinblick auf den Wassergehalt, Nährstoffgehalt und Stofftransport Unterschiede zwischen den beiden Verfahren ergeben. Auf Grund der dominierenden Anwendung in der Praxis wird im Folgenden nur auf die Nassfermentation eingegangen.

2.2.1 Sauerstoff

Methanogene Archaeen gehören zu den ältesten Lebewesen auf unserer Erde und entstanden vor etwa drei bis vier Milliarden Jahren, lange bevor sich die Atmosphäre, wie wir sie kennen, gebildet hatte. Aus diesem Grund sind diese Mikroorganismen auch heute noch auf eine Lebensumgebung angewiesen, in der kein Sauerstoff vorkommt. Die meisten Arten werden schon durch geringe Sauerstoffmengen abgetötet. In der Regel lässt sich jedoch ein Sauerstoffeintrag in den Fermenter nicht vollkommen vermeiden. Der Grund, dass die methanogenen Archaeen nicht sofort in ihrer Aktivität gehemmt werden oder sogar ganz absterben liegt darin, dass sie in Gemeinschaft mit sauerstoffverbrauchenden Bakterien aus den vorhergehenden Abbauschritten leben [2-1], [2-2]. Einige von ihnen sind sogenannte fakultativ anaerobe Bakterien. Diese können sowohl unter Sauerstoffeinfluss als auch vollkommen ohne Sauerstoff überleben. Solange der Sauerstoffeintrag nicht zu groß ist, verbrauchen sie den Sauerstoff, bevor er die methanogenen Archaeen schädigt, die auf eine sauerstofffreie Umgebung zwingend angewiesen sind. Auch der zur biologischen Entschwefelung in den Gasraum des Fermenters eingetragene Luftsauerstoff hat daher in der Regel keinen negativen Einfluss auf die Methanbildung [2-6].

2.2.2 Temperatur

Grundsätzlich gilt, dass chemische Reaktionen umso schneller ablaufen, je höher die Umgebungstemperatur ist. Dies lässt sich aber nur bedingt auf biologische Abbau- und Umsetzungsprozesse anwenden. Es muss hier bedacht werden, dass für die an den Stoffwechselprozessen beteiligten Mikroorganismen unterschiedliche Temperaturoptima existieren [2-1]. Werden diese optimalen Temperaturbereiche unter- bzw. überschritten, kann dies zu einer Hemmung und im Extremfall zur unwiderruflichen Schädigung der beteiligten Mikroorganismen führen.

Die am Abbau beteiligten Mikroorganismen lassen sich auf Grund ihrer Temperaturoptima in drei Gruppen einteilen. Es wird hier zwischen psychrophilen, mesophilen und thermophilen Mikroorganismen unterschieden [2-12]:

- Psychrophile Mikroorganismen haben ihr Optimum bei Temperaturen unterhalb von 25 °C. Bei solchen Temperaturen entfällt das Aufheizen der Substrate bzw. des Fermenters, jedoch sind Abbauleistung und Gasproduktion nur gering. Ein wirtschaftlicher Betrieb von Biogasanlagen ist daher in der Regel nicht möglich.
- Der größte Teil der bekannten Methanbildner hat sein Wachstumsoptimum im mesophilen Temperaturbereich zwischen 37 und 42 °C. Anlagen, die im mesophilen Bereich arbeiten, sind in der Praxis am weitesten verbreitet, da in

NASSFERMENTATION UND TROCKENFERMENTATION

Eine strikte Unterteilung der Verfahren in Nass- und Feststofffermentation ist aus biologischer Sicht irreführend, da die am Vergärungsprozess beteiligten Mikroorganismen in jedem Fall ein flüssiges Medium für ihr Wachstum und Überleben benötigen.

Auch bei der Definition über den Trockenmassegehalt der zu vergärenden Frischmasse kommt es immer wieder zu Missverständnissen, da häufig mehrere Substrate mit unterschiedlichen Trockenmassegehalten eingesetzt werden. Hier muss dem Betreiber klar sein, dass nicht der Trockenmassegehalt der Einzelsubstrate maßgebend für die Einteilung des Verfahrens ist, sondern der Trockenmassegehalt des in den Fermenter eingebrachten Substratgemisches.

Deswegen erfolgt hier die Einteilung in Nass- oder Feststofffermentation über den Trockenmassegehalt des Fermenterinhalts. Dabei sei noch einmal darauf hingewiesen, dass die Mikroorganismen in ihrer unmittelbaren Umgebung in beiden Fällen ausreichend Wasser benötigen.

Zwar gibt es keine genaue Definition der Grenze zwischen Nass- und Feststofffermentation, jedoch hat es sich in der Praxis eingebürgert, dass man bei Einsatz von Energiepflanzen bis zu einem Trockenmassegehalt im Fermenter von ca. 12 % von Nassfermentation spricht, da der Fermenterinhalt bei diesem Wassergehalt in der Regel noch pumpfähig ist. Steigt der Trockenmassegehalt im Fermenter auf Werte von über 15-16 % an, so ist das Material meist nicht mehr pumpfähig und man bezeichnet den Prozess als Feststofffermentation.

diesem Temperaturbereich relativ hohe Gasausbeuten sowie eine gute Prozessstabilität erreicht werden [2-6].

- Sollen durch Hygienisierung des Substrates gesundheitsschädliche Keime abgetötet werden oder werden als Substrate Nebenprodukte oder Abfallstoffe verwendet, die mit hoher Eigentemperatur anfallen (z. B. Prozesswasser), bieten sich thermophile Kulturen für die Vergärung an. Diese haben ihr Optimum im Temperaturbereich zwischen 50 und 60 °C. Es wird hier durch die hohe Prozesstemperatur eine höhere Abbaugeschwindigkeit sowie eine geringere Viskosität erreicht. Jedoch ist zu bedenken, dass auch mehr Energie für das Aufheizen des Gärprozesses benötigt werden kann. Auch ist der Gärprozess in diesem Temperaturbereich empfindlicher gegenüber Störungen, Unregelmäßigkeiten in der Substratzufuhr oder der Betriebsweise des Fermenters, da unter thermophilen Bedingungen weniger verschiedene Arten von methanogenen Mikroorganismen vorliegen [2-6].

Die Praxis hat in diesem Zusammenhang gezeigt, dass die Übergänge zwischen den Temperaturbereichen fließend sind und in erster Linie schnelle Temperaturänderungen zu Schädigungen der Mikroorganismen führen, wohingegen sich die methanogenen Mikroorganismen bei langsamer Temperaturänderung an unterschiedliche Temperaturniveaus anpassen können. Für einen stabilen Prozessverlauf ist daher weniger die absolute Temperatur, sondern vielmehr die Konstanz in einem Temperaturniveau entscheidend.

In diesem Zusammenhang ist der in der Praxis vielfach beobachtete Effekt der Selbsterwärmung zu nennen. Dieser Effekt tritt beim Einsatz von überwiegend kohlenhydrathaltigen Substraten in Verbindung mit dem Verzicht auf flüssige Inputstoffe und gut isolierte Behälter auf. Die Selbsterwärmung ist auf die Wärmeproduktion einzelner Mikroorganismengruppen beim Kohlenhydratabbau zurückzuführen. Diese kann zur Folge haben, dass bei ursprünglich mesophiler Betriebsweise die Temperatur bis in den Bereich von 43-48 °C ansteigt. Bei einer intensiven analytischen Begleitung und damit verbundenen Prozessregulation kann der Temperaturwechsel mit kurzfristigen, geringen Einschnitten in der Gasproduktion vollzogen werden [2-11]. Sofern jedoch erforderliche Eingriffe in den Prozess (z. B. Reduktion der Inputmengen) unterbleiben, können sich die Mikroorganismen nicht an den Temperaturwechsel adaptieren und es kommt im schlimmsten Fall zum vollständigen Erliegen der Gasproduktion.

2.2.3 pH-Wert

Für den pH-Wert gelten ähnliche Zusammenhänge wie für die Temperatur. Die an den verschiedenen Abbauschritten beteiligten Mikroorganismen benötigen unterschiedliche pH-Werte bei denen sie optimal wachsen können. So liegt das pH-Optimum der hydrolysierenden und säurebildenden Bakterien bei pH 5,2 bis 6,3 [2-6]. Sie sind aber nicht zwingend darauf angewiesen und können auch bei geringfügig höheren pH-Werten noch Substrate umsetzen. Lediglich ihre Aktivität wird dadurch gering vermindert. Dagegen benötigen die Essigsäure bildenden Bakterien und die methanogenen Archaeen unbedingt einen pH-Wert im neutralen Bereich bei 6,5 bis 8 [2-8]. Findet der Gärprozess in nur einem Fermenter statt, muss demzufolge dieser pH-Bereich eingehalten werden.

Unabhängig davon, ob der Prozess ein- oder mehrstufig ist, stellt sich der pH-Wert innerhalb des Systems automatisch durch die alkalischen und sauren Stoffwechselprodukte ein, die während des anaeroben Abbaus gebildet werden [2-1]. Wie empfindlich jedoch dieses Gleichgewicht ist, zeigt folgende Kettenreaktion.

Wird dem Prozess z. B. in zu kurzer Zeit zuviel organische Masse zugeführt oder ist die Methanbildung aus einem anderen Grund gehemmt, so reichern sich die sauren Stoffwechselprodukte der Acidogenese an. Im Normalfall stellt sich der pH-Wert durch den Carbonat- und Ammoniakpuffer im neutralen Bereich ein. Ist die Pufferkapazität des Systems erschöpft, d. h. es haben sich zu viele organische Säuren angereichert, sinkt der pH-Wert. Dadurch erhöht sich wiederum die Hemmwirkung von Schwefelwasserstoff und Propionsäure, so dass es in kürzester Zeit zum „Umkippen“ des Fermenters kommen kann. Andererseits kann der pH-Wert steigen, wenn durch den Abbau organischer Stickstoffverbindungen Ammoniak freigesetzt wird, das mit Wasser zu Ammonium reagiert. Dadurch erhöht sich die Hemmwirkung von Ammoniak. Im Hinblick auf die Prozesskontrolle ist jedoch zu beachten, dass der pH-Wert aufgrund seiner Trägheit nur bedingt für die Anlagensteuerung verwendet werden kann, jedoch aufgrund seiner hohen Bedeutung stets gemessen werden sollte.

2.2.4 Nährstoffversorgung

Die Mikroorganismen des anaeroben Abbaus haben einen artspezifischen Bedarf an Makro- und Mikronährstoffen sowie Vitaminen. Die Konzentration und Verfügbarkeit dieser Komponenten beeinflusst Wachstumsgeschwindigkeit und Aktivität der verschiedenen Populationen. Es existieren artspezifische Mindest- und Maximalkonzentration, deren Festlegung aufgrund der Vielfalt unterschiedlicher Kulturen und deren z. T. stark ausgeprägter Adaptionsfähigkeit schwierig ist. Um möglichst viel Methan aus den eingesetzten Substraten zu gewinnen, muss eine optimale Nährstoffversorgung der Mikroorganismen gewährleistet sein. Wie viel Methan sich letztendlich aus den eingesetzten Substraten gewinnen lässt, wird durch dessen Anteile an Proteinen, Fetten und Kohlenhydraten bestimmt. Diese Faktoren beeinflussen gleichermaßen den spezifischen Bedarf an Nährstoffen [2-17].

Für einen stabilen Prozessverlauf ist ein ausgewogenes Verhältnis an Makro- und Mikronährstoffen erforderlich. Nach Kohlenstoff ist Stickstoff der am meisten benötigte Nährstoff. Er wird für die Bildung von Enzymen benötigt, die den Stoffwechsel durchführen. Daher ist das C/N-Verhältnis der eingesetzten Substrate wichtig. Ist dieses Verhältnis zu hoch (viel C und wenig N), kann durch einen unzureichenden Stoffwechsel der vorhandene Kohlenstoff nicht vollständig umgesetzt werden, so dass die maximal mögliche Methanausbeute nicht erreicht wird. Im umgekehrten Fall kann es durch Stickstoffüberschuss zur übermäßigen Bildung von Ammoniak (NH_3) kommen, der schon in geringen Konzentrationen die Bakterien in ihrem Wachstum hemmt und sogar zum völligen Zusammenbruch der gesamten Mikroorganismenpopulation führen kann [2-2]. Für einen ungestörten Prozessablauf muss das C/N-Verhältnis deswegen im Bereich 10 bis 30 liegen.

Neben Kohlenstoff und Stickstoff sind Phosphor und Schwefel ebenfalls essentielle Nährstoffe. Schwefel ist Bestandteil der Aminosäuren und Phosphorverbindungen sind für die Bildung der Energieträger ATP (Adenosintriphosphat) und NADP (Nicotinamid-Adenin-Dinucleotidphosphat) notwendig. Um die Mikroorganismen ausreichend mit Nährstoffen zu versorgen, sollte das C:N:P:S-Verhältnis im Reaktor bei 600:15:5:3 liegen [2-13].

Neben den Makronährstoffen ist eine ausreichende Verfügbarkeit einzelner Spurenelemente für die Mikroorganismen lebensnotwendig. Bei den meisten landwirtschaftlichen Biogasanlagen wird der Bedarf an Mikronährstoffen in der Regel gedeckt, insbesondere beim Einsatz tierischer Exkremente. Vor allem bei der Monovergärung von Energiepflanzen kommt es jedoch sehr häufig zu einem Mangel an Spurenelementen. Methanogene Archaeen benötigen die Elemente Kobalt (Co), Nickel (Ni), Molybdän (Mo) und Selen (Se) sowie teilweise auch Wolfram (W). Ni, Co und Mo dienen in Co-Faktoren für essentielle Reaktionen im Stoffwechsel [2-14], [2-15]. Fernerhin sind Magnesium (Mg), Eisen (Fe) und Mangan (Mn) wichtige Mikronährstoffe, die für den Elektronentransport und die Funktion bestimmter Enzyme erforderlich sind.

Daher ist die Konzentration der Spurenelemente im Reaktor eine entscheidende Bezugsgröße. Vergleicht man in diesem Zusammenhang verschiedene Literaturquellen miteinander, so ist vor allem die sehr große Schwankungsbreite (z. T. bis Faktor 100) der als essentiell angesehenen Spurenelementkonzentrationen auffallend

TAB. 2.1: GÜNSTIGE SPURENELEMENTKONZENTRATIONEN VERSCHIEDENER LITERATURQUELLEN

Spurenelement	Konzentrationsbereich [mg/l]			
	nach [2-17]	nach [2-18]	nach [2-15][a]	nach [2-16][b]
Co	0,003–0,06	0,003–10	0,06	0,12
Ni	0,005–0,5	0,005–15	0,006	0,015
Se	0,08	0,08–0,2	0,008	0,018
Mo	0,005–0,05	0,005–0,2	0,05	0,15
Mn	k. A.	0,005–50	0,005–50	k. A.
Fe	1–10	0,1–10	1–10	k. A.

[a] *Absolute Minimalkonzentration bei Biogasanlagen*
[b] *Empfohlene optimale Konzentration*

Die in Tabelle 2.1 aufgezeigten Konzentrationsbereiche sind für landwirtschaftliche Biogasanlagen nur bedingt anwendbar, da die aus den genannten Quellen zitierten Untersuchungen teilweise im Abwasserbereich bei unterschiedlichen Ausgangsbedingungen und Untersuchungsmethoden erfolgten. Darüber hinaus sind die Spannbreiten extrem hoch und es liegen kaum Angaben zu den vorgelegenen Prozessbedingungen (z. B. Raumbelastung, Verweilzeit, etc.) vor. Die Spurenelemente können im Reaktor schwer lösliche Verbindungen mit freiem Phosphat, Sulfid und Carbonat eingehen und sind somit für die Mikroorganismen nicht mehr verfügbar. Mit der Analyse der Spurenelementkonzentrationen im Gärgut können daher keine sicheren Aussagen zur Verfügbarkeit der Spurenelemente getroffen werden. Es wird ausschließlich die Gesamtkonzentration bestimmt. Aus diesem Grund müssen dem Prozess größere Mengen an Spurenelementen zugeführt werden, als allein für den Ausgleich einer Mangelkonzentration benötigt würden. Bei einer Bedarfsermittlung muss stets die Spurenelementkonzentrationen aller Substrate berücksichtigt werden. Aus Analysen von Spurenelementgehalten verschiedener Futtermittel ist bekannt, dass erhebliche Schwankungsbreiten vorliegen können. Dieses macht eine optimierte Dosierung von Spurenelementen bei Mangelsituationen äußerst schwierig.

Dennoch sollte vor einer Zudosierung von Spurenelementen zuerst der Gehalt der Mikronährstoffe des Fermenterinhalts bestimmt werden, um eine Überdosierung von Spurenelementen zu vermeiden. Diese kann dazu führen, dass die Schwermetallkonzentration im Gärrückstand den zulässigen Grenzwert für die landwirtschaftliche Verwertung übersteigt, so dass der Gärrückstand nicht als organischer Dünger verwertet werden kann.

2.2.5 Hemmstoffe

Ist die Gasproduktion bzw. der Prozessablauf gehemmt, kann das unterschiedliche Gründe haben. Dies können zum Einen betriebstechnische Gründe sein (vgl. Kapitel 5.4 Störungsmanagement). Zum Anderen können Hemmstoffe den Prozessfortschritt verzögern. Dieses sind Stoffe, die unter Umständen schon in geringen Mengen die Abbauleistung vermindern bzw. bei toxischer Konzentration den Abbauprozess zum Erliegen bringen. Unterschieden werden muss zwischen Hemmstoffen, die durch

die Substratzugabe in den Fermenter gelangen, und solchen, die als Zwischenprodukte aus den einzelnen Abbauschritten hervorgehen.

Bei der „Fütterung" eines Fermenters muss beachtet werden, dass auch eine übermäßige Substratzugabe den Gärprozess hemmen kann, da sich grundsätzlich jeder Inhaltsstoff eines Substrates in zu hohen Konzentrationen schädlich auf die Bakterien auswirken kann. Dies gilt besonders für Substanzen wie Antibiotika, Desinfektions- oder Lösungsmittel, Herbizide, Salze oder Schwermetalle, die schon in geringen Mengen den Abbauprozess hemmen können. Der Eintrag von Antibiotika stammt in der Regel aus der Zugabe von Wirtschaftsdünger oder tierischen Fetten, wobei die hemmende Wirkung einzelner Antibiotika sehr unterschiedlich ist. Aber auch essentielle Spurenelemente können in zu hohen Konzentrationen toxisch für die Mikroorganismen sein. Da sich die Mikroorganismen bis zu einem gewissen Maße an solche Stoffe anpassen können, ist die Konzentration, ab der ein Stoff schädigt, nur schwer zu bestimmen [2-2]. Auch existieren für einige Hemmstoffe Wechselwirkungen mit anderen Substanzen. So wirken Schwermetalle nur dann schädigend auf den Gärprozess, wenn sie in gelöster Form vorliegen. Sie werden aber durch Schwefelwasserstoff, der ebenfalls im Gärprozess gebildet wird, gebunden und als schwerlösliche Sulfide ausgefällt. Da bei der Methangärung H_2S praktisch immer entsteht, ist eine Prozessstörung durch Schwermetalle in der Regel nicht zu erwarten [2-2]. Dies gilt nicht für Kupferverbindungen, die aufgrund ihrer antibakteriellen Wirkung bereits in sehr geringer Konzentration (40-50 mg/l) toxisch sind und in landwirtschaftlichen Betrieben, z. B. über die Klauendesinfektion, in den Wirtschaftskreislauf gelangen können.

Während des Gärprozesses wird eine Reihe von Stoffen gebildet, die den Prozess hemmen können. Dabei muss in diesem Zusammenhang nochmals auf die hohe Adaptionsfähigkeit der Bakterien hingewiesen werden, da man nicht von allgemeingültigen absoluten Grenzen ausgehen kann. Insbesondere das nichtionische, freie Ammoniak (NH_3) wirkt schon in geringen Konzentrationen schädigend auf die Bakterien, welches mit der Ammoniumkonzentration (NH_4^+) im Gleichgewicht steht (Ammoniak reagiert hierbei mit Wasser zu Ammonium und einem OH^--Ion und umgekehrt). Das bedeutet, dass sich bei einem zunehmend basischen pH-Wert, also bei zunehmender OH^--Ionen-Konzentration, das Gleichgewicht verschiebt und die Ammoniakkonzentration zunimmt. Beispielsweise führt ein Anstieg des pH-Werts von 6,5 auf 8,0 zu einer Zunahme der Konzentration an freiem Ammoniak auf das 30-fache. Auch bei Temperaturanstieg im Fermenter kommt es zu einer Verschiebung des Gleichgewichts in Richtung des hemmenden Ammoniaks. Für ein nicht an hohe Stickstoffkonzentrationen angepasstes Vergärungssystem liegt die Hemmschwelle im Bereich von 80–250 mg/l NH_3 [2-2]. Abhängig von pH-Wert und Gärtemperatur entspricht dies einer Ammoniumkonzentration von 1,7–4 g/l. Erfahrungsgemäß muss bei einer Gesamtkonzentration an Ammoniumstickstoff von 3.000–3.500 mg/l mit einer Stickstoffhemmung des Biogasprozesses gerechnet werden [2-17].

Ein weiteres Produkt des Gärprozesses ist Schwefelwasserstoff (H_2S), welcher in nicht dissoziierter, gelöster Form als Zellgift schon in Konzentrationen von ca. 50 mg/l den Abbauprozess hemmen kann. Mit sinkendem pH-Wert steigt der Anteil an freiem H_2S, wodurch die Gefahr einer Hemmung zunimmt. Eine Möglichkeit den Gehalt an H_2S zu vermindern besteht in der Fällung mittels Eisen-Ionen als Sulfide. H_2S reagiert auch mit weiteren Schwermetallen und wird unter Bildung von Sulfidionen (S^{2-}) gebunden und ausgefällt [2-2]. Schwefel ist, wie bereits erwähnt, allerdings auch ein wichtiger Makronährstoff, der für die Bildung von Enzymen in ausreichender Konzentration verfügbar sein muss, so dass eine zu weitgehende Ausfällung als Sulfid wiederum eine Hemmung der Methanogenese auslösen kann.

Die Hemmwirkung einzelner Stoffe hängt folglich von mehreren Faktoren ab und die Festlegung auf feste Grenzwerte ist nur schwer durchzuführen. Eine Auflistung einiger Hemmstoffe zeigt Tabelle 2.2.

2.3 Betriebsparameter

2.3.1 Raumbelastung und Verweilzeit

Beim Bau von Biogasanlagen stehen meist ökonomische Überlegungen im Vordergrund. So wird bei der Wahl der Fermentergröße nicht unbedingt die maximale Gasausbeute bzw. der vollständige Abbau der im Substrat enthaltenen organischen

TAB. 2.2: HEMMSTOFFE BEI ANAEROBEN ABBAUPROZESSEN UND DEREN SCHÄDIGENDE KONZENTRATION [2-13]

Hemmstoff	Hemmkonzentration	Anmerkung
Sauerstoff	> 0,1 mg/l	Hemmung der obligat anaeroben methanogenen Archaeen
Schwefelwasserstoff	> 50 mg/l H_2S	Hemmwirkung steigt mit sinkendem pH-Wert
Flüchtige Fettsäuren	> 2.000 mg/l HAc (pH = 7,0)	Hemmwirkung steigt mit sinkendem pH-Wert, hohe Adaptionsfähigkeit der Bakterien
Ammoniumstickstoff	> 3.500 mg/l NH_4^+ (pH = 7,0)	Hemmwirkung steigt mit steigendem pH-Wert und steigender Temperatur, hohe Adaptionsfähigkeit der Bakterien
Schwermetalle	Cu > 50 mg/l Zn > 150 mg/l Cr > 100 mg/l	Nur gelöste Metalle wirken inhibierend, Entgiftung durch Sulfidfällung
Desinfektionsmittel Antibiotika	k. A.	Hemmwirkung produktspezifisch

Masse angestrebt. Wollte man einen vollständigen Abbau der organischen Inhaltsstoffe realisieren, wären mitunter sehr lange Aufenthaltszeiten des Substrates im Fermenter und damit auch entsprechend große Behältervolumina notwendig, da einige Stoffe – wenn überhaupt – erst nach sehr langen Zeiträumen abgebaut werden. Es muss also mit vertretbarem wirtschaftlichem Aufwand ein Optimum an Abbauleistung angestrebt werden.

In dieser Hinsicht ist die Raumbelastung (BR) ein wichtiger Betriebsparameter. Sie gibt an, wie viel Kilogramm organischer Trockensubstanz (oTS) dem Fermenter je m³ Arbeitsvolumen pro Zeiteinheit zugeführt werden kann [2-1]. Die Raumbelastung wird in kg oTS/(m³ · d) angegeben.

$$B_R = \frac{\dot{m} \cdot c}{V_R \cdot 100} \quad [\text{kg oTS m}^{-3}\ \text{d}^{-1}]$$

Gleichung 2.1: Raumbelastung B_R
($\dot{m}$ = zugeführte Substratmenge je Zeiteinheit [kg/d]; c = Konzentration der organischen Substanz [% oTS]; V_R = Reaktorvolumen [m³])

Die Raumbelastung kann für jede Stufe (gasdichter, isolierter und beheizter Behälter), für das Gesamtsystem (Summe der Arbeitsvolumina aller Stufen) sowie mit und ohne Einbeziehung von Materialrückführung (Rezirkulat) angegeben werden. Durch Veränderung der Bezugsgrößen ergeben sich zum Teil sehr unterschiedliche Ergebnisse für die Raumbelastung einer Anlage. Für einen möglichst aussagekräftigen Vergleich der Raumbelastung unterschiedlicher Biogasanlagen empfiehlt es sich, diesen Parameter für das Gesamtsystem und ohne Betrachtung der Materialrückführung, also ausschließlich für das Frischsubstrat, zu ermitteln.

Ein weiterer Parameter für die Dimensionierung der Behältergröße ist die hydraulische Verweilzeit (HRT; hydraulic retention time). Dies ist die Zeitdauer, die ein zugeführtes Substrat rechnerisch im Mittel bis zu seinem Austrag im Fermenter verbleibt [2-1]. Zur Berechnung setzt man das Reaktorvolumen (V_R) ins Verhältnis zur täglich zugeführten Substratmenge ($\dot{V}$) [2-2]. Die hydraulische Verweilzeit wird in Tagen angegeben.

$$HRT = \frac{V_R}{\dot{V}} \quad [\text{d}]$$

Gleichung 2.2: Hydraulische Verweilzeit
(V_R = Reaktorvolumen [m³]; $\dot{V}$ = täglich zugeführtes Substratvolumen [m³/d])

Die reale Verweilzeit weicht hiervon ab, da je nach Durchmischung, z. B. durch Kurzschlussströmungen, einzelne Komponenten den Fermenter unterschiedlich schnell verlassen. Zwischen der Raumbelastung und der hydraulischen Verweilzeit besteht ein enger Zusammenhang (Abb. 2.2).

Setzt man eine gleichbleibende Substratzusammensetzung voraus, wird mit steigender Raumbelastung mehr Input dem Fermenter zugeführt und es verkürzt sich somit die Verweilzeit. Um den Gärprozess aufrecht erhalten zu können, muss die hydraulische Verweilzeit so gewählt werden, dass durch den ständigen Austausch des Reaktorinhalts nicht mehr Mikroorganismen ausgespült werden als in dieser Zeit nachwachsen können (z. B. liegt die Verdopplungsrate einiger methanogener Archaeen bei 10 Tagen und länger) [2-1]. Außerdem ist zu berücksichtigen, dass bei geringer Verweilzeit den Mikroorganismen nur wenig Zeit bleibt, das Substrat abzubauen und so nur eine unzureichende Gasausbeute erzielt wird. Es ist also in gleichem Maße wichtig, die Verweilzeit an die spezifische Abbaugeschwindigkeit der verwendeten Substrate anzupassen. Bei bekannter täglicher Zugabemenge kann in Verbindung mit der Abbaubarkeit des Substrates und der angestrebten Verweilzeit das benötigte Reaktorvolumen errechnet werden.

Die genannten Betriebsparameter einer Biogasanlage dienen in erster Linie zur Beschreibung der Belastungssituation, z. B. zum Vergleich unterschiedlicher Biogasanlagen. Lediglich beim Anfahrprozess können die Parameter bei der Anlagensteuerung im Hinblick auf eine langsame, kontinuierliche Steigerung hilfreich sein. Dabei wird in der Regel vor allem der Raumbelastung Beachtung geschenkt. Bei Anlagen mit inputseitig hohen Flüssigkeitsmengen und geringen Gehalten an abbaubarer Organik (Gülleanlagen) ist die Verweilzeit von größerer Bedeutung.

2.3.2 Produktivität, Ausbeute und Abbaugrad

Zur Beschreibung des Leistungsstandes einer Biogasanlage sind Produktivität ($P_{(CH_4)}$), Ausbeute ($A_{(CH_4)}$) und Abbaugrad (η_{oTS}) gut geeignete Parameter. Wird die Gasproduktion auf das Fermentervolumen bezogen, so spricht man von der Produktivität. Sie ist definiert als Quotient aus der täglichen Gasproduktion und dem Reaktorvolumen und gibt folglich Aufschluss über die Effektivität [2-19]. Die Produktivität kann sowohl auf die Biogas-($P_{(Biogas)}$) als auch auf die Methanproduktion ($P_{(CH_4)}$) bezogen werden und wird in Nm³/(m³ · d) angegeben.

$$P_{(CH_4)} = \frac{\dot{V}_{(CH_4)}}{V_R} \quad [\text{Nm}^3 \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{d}^{-1}]$$

Gleichung 2.3: Methan-Produktivität
($\dot{V}_{CH_4}$ = Methanproduktion [Nm³/d]; V_R = Reaktorvolumen [m³])

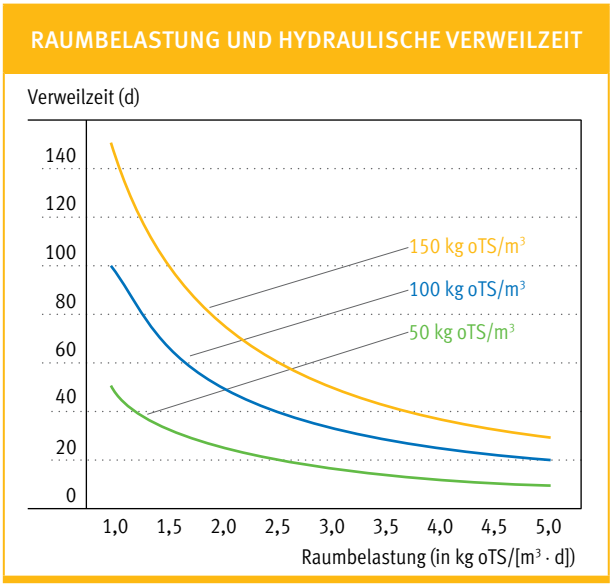


Abb. 2.2: Zusammenhang zwischen Raumbelastung und hydraulischer Verweilzeit bei unterschiedlichen Substratkonzentrationen

Wird die Gasproduktion auf die Inputstoffe bezogen, so handelt es sich um die Ausbeute [2-8]. Die Ausbeute kann ebenfalls auf die Biogas- ($A_{(Biogas)}$) oder die Methanproduktion ($A_{(CH_4)}$) bezogen werden. Sie ist definiert als der Quotient aus der produzierten Gasmenge und der zugeführten organischen Substanz und wird in Nm^3/t oTS angegeben.

Die Ausbeuten kennzeichnen die Effizienz der Biogas- bzw. Methanproduktion aus den eingebrachten Substraten. Sie sind als Einzelparameter jedoch wenig aussagefähig, da sie die effektive Belastung des Fermenters nicht mit erfassen. Aus diesem Grund sollten die Ausbeuten immer im Zusammenhang mit der Raumbelastung betrachtet werden.

$$A_{(CH_4)} = \frac{\dot{V}_{(CH_4)}}{\dot{m}_{oTS}} \quad [Nm^3 \cdot t^{-1} \cdot oTS]$$

Gleichung 2.4: Methan-Ausbeute ($\dot{V}_{CH_4}$ = Methanproduktion [Nm³/d]; $\dot{m}_{oTS}$ = zugeführte organische Trockensubstanz [t/d])

Der Abbaugrad (η_{oTS}) gibt Auskunft über die Effizienz der Ausnutzung der eingesetzten Substrate. Der Abbaugrad kann anhand der organischen Trockensubstanz (oTS) oder dem chemischen Sauerstoffbedarf (CSB) bestimmt werden. Aufgrund der in der Praxis überwiegend durchgeführten Analytik empfiehlt sich die Bestimmung des oTS Abbaugrades [2-19].

$$\eta_{oTS} = \frac{oTS_{Sub} \cdot m_{zu} - oTS_{Abl} \cdot m_{Abl}}{oTS_{Sub} \cdot m_{zu}} \cdot 100 \ [\%]$$

Gleichung 2.5: Abbaugrad (η_{oTS}) der Biomasse (oTS_{Sub} = organischer Trockensubstanzgehalt der zugeführten Frischmasse [kg/t FM]; m_{zu} = Masse der zugeführten Frischmasse [t]; oTS_{Abl} = organischer Trockensubstanzgehalt des Fermenterablaufs [kg/t FM]; m_{Abl} = Masse des Gärrückstands [t])

2.3.3 Durchmischung

Um eine hohe Biogasproduktion zu erreichen, ist ein intensiver Kontakt von Bakterien und Substrat erforderlich, welcher im Allgemeinen durch ein Durchmischen des Gärbehälters erreicht wird [2-1]. In einem nicht-durchmischten Fermenter lässt sich nach einiger Zeit eine Entmischung des Inhaltes mit gleichzeitiger Schichtenbildung beobachten, was auf die Dichteunterschiede der einzelnen Inhaltsstoffe der eingesetzten Substrate sowie den Auftrieb durch die Gasbildung zurückzuführen ist. Dabei findet sich der Großteil der Bakterienmasse, bedingt durch die höhere Dichte, im unteren Teil wieder, während sich das abzubauende Substrat häufig in der oberen Schicht ansammelt. In einem solchen Fall ist der Kontaktbereich auf den Grenzbereich dieser beiden Schichten beschränkt und es findet nur wenig Abbau statt. Zudem bildet sich aus aufschwimmenden Feststoffen eine Schwimmdecke, welche den Gasaustritt erschwert [2-20].

Es ist also wichtig, den Kontakt von Mikroorganismen und Substrat durch Mischen des Gärbehälters zu fördern. Dennoch sollte ein zu starkes Durchmischen vermieden werden. Vor allem die Essigsäure bildenden Bakterien (aktiv in der Acetogenese) und die Archaeen der Methanogenese bilden eine enge Lebensgemeinschaft, die für einen ungestörten Biogasbildungsprozess von großer Wichtigkeit ist. Wird diese Lebensgemeinschaft durch zu große Scherkräfte infolge intensiven Rührens zerstört, kann es zu einer negativen Beeinträchtigung des anaeroben Abbaus kommen.

Es gilt also einen Kompromiss zu finden, der beiden Bedingungen hinreichend gerecht wird. In der Praxis wird dies meist durch langsam rotierende Rührwerke erreicht, die nur geringe Scherkräfte bewirken, und zum Anderen dadurch, dass der Reaktorinhalt in Intervallen (d.h. nur für eine kurze, vorher definierte Zeitspanne) durchmischt wird. Weitere technische Fragen der Durchmischung werden im Kapitel 3.2.2.3 erörtert.

2.3.4 Gasbildungspotenzial und methanogene Aktivität

2.3.4.1 Mögliche Gasausbeute

Wie viel Biogas in einer Biogasanlage produziert wird, hängt im Wesentlichen von der Zusammensetzung der eingesetzten Substrate ab. Hierzu sollte nach Möglichkeit ein Gärtest mit der entsprechenden Substratmischung durchgeführt werden [2-21]. Ersatzweise kann auch aus der Summe der Gaserträge der am Input beteiligten Substrate die Gasausbeute abgeschätzt werden, sofern für die einzelnen Substrate die Gasertragswerte aus Tabellenwerken verfügbar sind [2-22].

Für exotische Substrate, für die keine Datengrundlage aus Gärtests verfügbar ist, kann die Abschätzung des Gasertrags über den Verdauungsquotienten erfolgen, da zwischen den Abbauvorgängen in einer Biogasanlage und den Verdauungsvorgängen bei Wiederkäuern Parallelen bestehen [2-3]. Die hierfür benötigten Kennzahlen können bei nachwachsenden Rohstoffen den DLG-Futterwerttabellen entnommen werden. Zu finden sind hier die Gehalte an Asche (RA), Rohfaser (RF), Fett (RL), Eiweiß (RP) und N-freien Extraktstoffen (NfE) bezogen auf die Trockensubstanz (TS) aus der WEENDER FUTTERMITTEL-ANALYSE sowie deren Verdaulichkeiten (VQ). Die Anteile an RF und NfE ergeben zusammen den Gehalt an Kohlenhydraten.

Den einzelnen Stoffgruppen lassen sich spezifische Gaserträge sowie Methangehalte zuordnen, die sich aus den unterschiedlichen relativen Kohlenstoff-Anteilen ergeben (Tabelle 2.3) [2-6], [2-24].

TAB. 2.3: SPEZIFISCHER BIOGASERTRAG UND METHANGEHALT DER ENTSPRECHENDEN STOFFGRUPPEN [2-24]

	Biogasertrag [l/kg oTS]	Methangehalt [Vol.-%]
Verdauliches Eiweiß (RP)	700	71
Verdauliches Fett (RL)	1.250	68
Verdauliche Kohlenhydrate (RF + NfE)	790	50

Aus diesen Vorgaben lassen sich die organische Trockensubstanz sowie die jeweilige Masse der verdaulichen Stoffgruppen je kg Trockensubstanz errechnen [2-23]:

oTS-Gehalt:
(1000 - Rohasche[1])/10 [% TS]
Verdauliches Eiweiß:
(Rohprotein · VQ_{RP})/1000 [kg/kg TS]
Verdauliches Fett:
(Rohfett · VQ_{RL})/1000 [kg/kg TS]
Verdauliche Kohlenhydrate:
((Rohfaser · VQ_{RF}) + (NfE · VQ_{NfE}))/1000 [kg/kg TS]

[1] in g/kg

Die weitere Berechnung soll am Beispiel Grassilage (Weide extensiv, 1. Aufwuchs Mitte Blüte) verdeutlicht werden (Tabelle 2.4).

TAB. 2.4: KENNWERTE FÜR GRASSILAGE

TS [%]	Rohasche (RA) [g/kg TS]	Rohprotein (RP) [g/kg TS]	VQ_{RP} [%]	Rohfett (RL) [g/kg TS]	VQ_{RL} [%]	Rohfaser (RF) [g/kg TS]	VQ_{RF} [%]	NfE [g/kg TS]	VQ_{NfE} [%]
35	102	112	62	37	69	296	75	453	73

Daraus errechnet sich:
oTS-Gehalt:
(1000 - 102)/10 = **89,8 % (TS)**
Verdauliches Eiweiß:
(112 · 62 %)/1000 = **0,0694 kg/kg TS**
Verdauliches Fett:
(37 · 69 %)/1000 = **0,0255 kg/kg TS**
Verdauliche Kohlenhydrate:
((296 · 75 %) + (453 · 73 %))/1000 = **0,5527 kg/kg TS**

Damit lassen sich die Massen der einzelnen Stoffgruppen je kg oTS errechnen. Diese Ergebnisse werden mit den Werten aus Tabelle 2.3 multipliziert und man erhält die in Tabelle 2.5 dargestellten Biogas- und Methanausbeuten.

TAB. 2.5: BIOGAS- UND METHANAUSBEUTE VON GRASSILAGE

	Biogasertrag [l/kg oTS]	Methangehalt [Vol.-%]
Verdauliches Eiweiß (RP)	48,6	34,5
Verdauliches Fett (RL)	31,9	21,7
Verdauliche Kohlenhydrate (RF + NfE)	436,6	218,3
Summe (je kg oTS)	**517,1**	**274,5**

Je kg Frischmasse ergeben sich daraus 162,5 Liter Biogas mit einem Methangehalt von ca. 53 %. In diesem Zusammenhang muss ausdrücklich darauf hingewiesen werden, dass die in der Praxis erzielten Methanausbeuten überwiegend deutlich höher als die errechneten sind. Nach derzeitigem Erkenntnisstand gibt es keine hinreichend statistisch abgesicherte Methode, mit der sich die Gasausbeute exakt berechnen lässt. Die hier dargestellte Methode ermöglicht lediglich einen Vergleich von Substraten untereinander.

Allerdings beeinflussen noch weitere Faktoren, wie die Verweilzeit der Substrate im Fermenter, der Trockensubstanzgehalt, die Fettsäuregehalte sowie evtl. vorhandene Hemmstoffe den erreichbaren Biogasertrag. So ergibt sich durch Steigerung der Verweilzeit ein besserer Abbaugrad und damit auch eine höhere Gasproduktion. Mit fortschreitender Verweilzeit wird mehr und mehr Methan freigesetzt, was den Heizwert des Gasgemisches erhöht.

Durch eine Steigerung der Temperatur wird auch die Geschwindigkeit der Abbauvorgänge beschleunigt. Dies ist allerdings nur in bestimmtem Maße möglich, da nach Überschreiten der Maximaltemperatur die Bakterien geschädigt werden und der umgekehrte Effekt erreicht wird (siehe Kap. 2.2.2). Zusätzlich zur gesteigerten Gasproduktion wird allerdings auch mehr Kohlendioxid aus der flüssigen Phase freigesetzt, was wiederum zu einem schlechteren Heizwert des Gasgemisches führt.

Der Gehalt an Trockensubstanz im Fermenter (TS-Gehalt) kann die Gasausbeute in zweierlei Hinsicht beeinflussen. Zum Einen ist der Stofftransport bei hohen TS-Gehalten erschwert, so dass die Mikroorganismen das Substrat nur in ihrem unmittelbaren Umfeld abbauen können. Bei sehr hohen Trockensubstanzgehalten von ≥ 40 % kann die Gärung sogar ganz zum Erliegen kommen, da hier nicht mehr genügend Wasser für das Mikroorganismenwachstum vorhanden ist. Zum Anderen kann es infolge der hohen Trockensubstanzgehalte zu Problemen mit Hemmstoffen kommen, da diese durch den niedrigen Wassergehalt in konzentrierter Form vorliegen. Eine mechanische oder thermische Vorbehandlung der eingesetzten Substrate kann die Ausbeute steigern, da das Substrat den Bakterien so besser zur Verfügung steht [2-4].

PANSEN UND FERMENTER

Wie schon am Anfang dieses Kapitels beschrieben, bestehen zwar durchaus Parallelen zwischen den Vorgängen im Pansen der Wiederkäuer und den Abbauvorgängen in einer Biogasanlage, jedoch sind beide Vorgänge nur bedingt vergleichbar, da es in beiden „Systemen“ zu unterschiedlichen Synergieeffekten kommen kann, welche die Biogasproduktion beeinflussen. Deshalb kann die vorgestellte Berechnungsmethode die tatsächliche Gas- bzw. Methanausbeute nur abschätzen und darf deshalb nicht für betriebliche oder ökonomische Kalkulationen herangezogen werden! Jedoch lässt die vorgestellte Methode eine tendenzielle Abschätzung der Biogasausbeute und einen Vergleich zwischen verschiedenen Substraten zu.

2.3.4.2 Gasqualität

Biogas ist ein Gasgemisch, welches überwiegend aus Methan (CH_4) und Kohlendioxid (CO_2) sowie Wasserdampf und diversen Spurengasen besteht.

Von Bedeutung ist in erster Linie der Methangehalt, da dieser den brennbaren Anteil des Biogases darstellt und somit dessen Heizwert direkt beeinflusst. Die Zusammensetzung des Biogases kann durch gezielte Prozesssteuerung nur begrenzt beeinflusst werden. In erster Linie ist sie von der Zusammensetzung des Inputmaterials abhängig. Darüber hinaus wird der Methangehalt von Prozessparametern, wie der Gärtemperatur, dem Belastungszustand des Reaktors und der hydraulischen Verweilzeit sowie durch Prozessstörungen und Verfahren der biologischen Entschwefelung beeinflusst.

Die erzielbare Ausbeute an Methan ist dabei im Wesentlichen durch die Zusammensetzung des eingesetzten Substrates, also durch die Anteile an Fetten, Proteinen und Kohlenhydraten bestimmt (siehe Kap. 2.3.4.1). Hierbei nehmen die spezifischen Methanausbeuten der eben genannten Stoffgruppen in der genannten Reihenfolge ab. Bezogen auf die Masse lässt sich mit Fetten eine höhere Methanausbeute erreichen als mit Kohlenhydraten.

Im Hinblick auf die Qualität des Gasgemisches spielt die Konzentration des Spurengases Schwefelwasserstoff (H_2S) eine wichtige Rolle. Sie sollte zum Einen nicht zu hoch sein, da Schwefelwasserstoff schon in geringen Konzentrationen hemmend auf den Abbauprozess wirkt. Zum Anderen führen hohe H_2S-Konzentrationen im Biogas bei der Nutzung zu Korrosionsschäden an Blockheizkraftwerken und Heizkesseln [2-1]. Einen Überblick über die durchschnittliche Zusammensetzung des Biogases gibt Tabelle 2.6.

TAB. 2.6: DURCHSCHNITTLICHE ZUSAMMENSETZUNG VON BIOGAS (NACH [2-1])

Bestandteil	Konzentration
Methan (CH_4)	50–75 Vol.-%
Kohlendioxid (CO_2)	25–45 Vol.-%
Wasser (H_2O)	2–7 Vol.-% (20–40 °C)
Schwefelwasserstoff (H_2S)	20–20.000 ppm
Stickstoff (N_2)	< 2 Vol.-%
Sauerstoff (O_2)	< 2 Vol.-%
Wasserstoff (H_2)	< 1 Vol.-%

Abb. 2.3: Batchversuche im Biogaslabor

2.4 Literaturverzeichnis

[2-1] Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.: Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren; Springer Verlag Berlin, Heidelberg, New York, 2001

[2-2] Braun, R.: Biogas – Methangärung organischer Abfallstoffe; Springer Verlag Wien, New York, 1982

[2-3] Kloss, R.: Planung von Biogasanlagen; Oldenbourg Verlag München, Wien, 1986

[2-4] Schattner, S.; Gronauer, A.: Methangärung verschiedener Substrate – Kenntnisstand und offene Fragen, Gülzower Fachgespräche, Band 15: Energetische Nutzung von Biogas: Stand der Technik und Optimierungspotenzial, S. 28–38, Weimar, 2000

[2-5] Wandrey, C.; Aivasidis, A.: Zur Reaktionskinetik der anaeroben Fermentation; Chemie-Ingenieur-Technik 55, Nr. 7, S. 516–524, Weinheim, 1983

[2-6] Weiland, P.: Grundlagen der Methangärung – Biologie und Substrate; VDI-Berichte, Nr. 1620 „Biogas als regenerative Energie – Stand und Perspektiven“; S. 19-32; VDI-Verlag 2001

[2-7] Bauer, C.; Korthals, M.; Gronauer, A.; Lebuhn, M.: Methanogens in biogas production from renewable resources – a novel molecular population analysis approach. Water Sci. Tech. 2008, 58, No. 7, S. 1433–1439

[2-8] Lebuhn, M.; Bauer, C.; Gronauer, A.: Probleme der Biogasproduktion aus nachwachsenden Rohstoffen im Langzeitbetrieb und molekularbiologische Analytik. VDLUFA-Schriftenreihe 64, 2008, S. 118–125

[2-9] Kroiss, H.: Anaerobe Abwasserreinigung. Wiener Mitteilungen Bd. 62; Technische Universität Wien, 1985

[2-10] Oechsner, H., Lemmer, A.: Was kann die Hydrolyse bei der Biogasvergärung leisten?, VDI-Berichte 2057, 2009, S. 37–46

[2-11] Lindorfer, H.; Braun, R.; Kirchmeyr, R.: The self-heating of anaerobic digesters using energy crops; Water Science and Technology 53 (8), 2006

[2-12] Wellinger, A.; Baserga, U.; Edelmann, W.; Egger, K.; Seiler, B.: Biogas-Handbuch, Grundlagen – Planung – Betrieb landwirtschaftlicher Anlagen, Verlag Wirz – Aarau, 1991

[2-13] Weiland, P.: Stand und Perspektiven der Biogasnutzung und -erzeugung in Deutschland, Gülzower Fachgespräche, Band 15: Energetische Nutzung von Biogas: Stand der Technik und Optimierungspotenzial, S. 8–27, Weimar, 2000

[2-14] Abdoun, E.; Weiland, P.: Optimierung der Monovergärung von nachwachsenden Rohstoffen durch die Zugabe von Spurenelementen; Bornimer Agrartechnische Berichte Nr. 68, Potsdam, 2009

[2-15] Bischoff, M.: Erkenntnisse beim Einsatz von Zusatz- und Hilfsstoffen sowie Spurenelementen in Biogasanlagen; VDI Berichte Nr. 2057; „Biogas 2009 – Energieträger der Zukunft“; VDI Verlag, Düsseldorf, 2009

[2-16] Bischoff, Manfred.: Persönliche Mitteilung, 2009

[2-17] Seyfried, C.F. et al.: Anaerobe Verfahren zur Behandlung von Industrieabwässern. Korrespondenz Abwasser 37, S. 1247–1251, 1990

[2-18] Preißler, D.: Die Bedeutung der Spurenelemente bei der Ertragssteigerung und Prozessstabilisierung; Tagungsband 18. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas, Hannover, 2009

[2-19] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (Hrsg.): Biogas-Messprogramm II, Gülzow, 2009

[2-20] Maurer, M.; Winkler, J-P., Biogas – Theoretische Grundlagen, Bau und Betrieb von Anlagen, Verlag C.F. Müller, Karlsruhe, 1980

[2-21] VDI-Richtlinie 4630: Vergärung organischer Stoffe. Substratcharakterisierung, Probenahme, Stoffdatenerhebung, Gärversuche. VDI-Gesellschaft Energietechnik, 2006

[2-22] KTBL (Hrsg.): Faustzahlen Biogas. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2009

[2-23] Biogasanlagen zur Vergärung nachwachsender Rohstoffe; Tagungsband; Barnstorfer Biogastagung 2000; Ländliche Erwachsenenbildung Niedersachsen (LEB)

[2-24] Baserga, U.: Landwirtschaftliche Co-Vergärungs-Biogasanlagen; FAT- Berichte Nr. 512, 1998

3 ANLAGENTECHNIK ZUR BIOGASBEREITSTELLUNG

Die Anlagentechnik zur Biogasbereitstellung weist ein sehr breites Spektrum auf, welches in diesem Kapitel dargestellt wird. Die Möglichkeiten der Komponenten- und Aggregatkombinationen sind nahezu unbegrenzt. Aus diesem Grund werden die Einzelaggregate mit technischen Beispielen diskutiert. Für den konkreten Anwendungsfall muss jedoch eine fallspezifische Prüfung der Aggregat- und Systemeignung und eine Leistungsanpassung durch Fachpersonal durchgeführt werden.

Weit verbreitet ist bei der Biogasanlagenerrichtung die Übernahme des Auftrages für die Komplettanlage durch einen einzelnen Anbieter – Generalunternehmer (GU), was mit Vor- und Nachteilen für den Bauherrn verbunden ist. Bei einem Einzelanbieter kann als vorteilhaft angesehen werden, dass die eingesetzte Technik in der Regel aufeinander abgestimmt ist und Gewährleistung für die Einzelaggregate und die Gesamtanlage übernommen wird. Damit ist auch die Funktionalität des Prozesses der Erzeugung von Biogas Teil der Gewährleistung. Die Übergabe der fertiggestellten Anlage findet bei einer Beauftragung eines GU im Regelfall erst nach der Leistungsabnahme statt, also erst, wenn die Anlage die Nennlast erreicht hat. Dies ist insofern sehr wichtig, da somit erstens das Risiko des Anfahrens der Anlage auf den Anlagenhersteller übergeht und zweitens eine zeitliche Verzögerung für den zukünftigen Betreiber ohne finanzielles Risiko ist, wenn entsprechende Übergabetermine nicht eingehalten werden können. Zeitliche Vorteile entstehen meist bei der Genehmigung und beim Betrieb. Darüber hinaus ist das Risiko von Problemen an Schnittstellen verschiedener technischer Komponenten reduziert, da GU meist Konfigurationen einsetzen, mit denen sie bereits Erfahrung haben. Nachteilig ist der relativ geringe Einfluss des Bauherren auf die Zusammenstellung der Technik im Detail, da sehr viele Komplettanbieter standardisierte Anlagenmodule anbieten, die weniger flexibel ausgestattet werden können. Damit ist die Anpassung an die betriebliche Situation (z. B. Substratauswahl oder Einbindung vorhandener Baulichkeiten) oft weniger gut möglich. Die Modulbauweise kann bei der Genehmigung, der Errichtung und dem Betrieb der Anlage zeitliche und monetäre Vorteile bieten.

Demgegenüber besteht für den Bauherrn die Option, vom Anlagenanbieter nur die Planungsleistung einzukaufen (Ingenieurvertrag). Die Bauabschnitte werden vom Bauherrn einzeln an die Fachfirmen vergeben. Diese Vorgehensweise erlaubt eine größtmögliche Mitgestaltung des Bauherrn, ist aber auch nur sinnvoll, wenn dieser bereits sachkundig ist. Nachteilig ist dabei, dass das Risiko des Anfahrbetriebs und der Leistungsabnahme beim Bauherrn verbleibt und dass Regressansprüche mit den Fachfirmen einzeln abgehandelt werden müssen.

3.1 Merkmale und Unterscheidung verschiedener Verfahrensvarianten

Die Erzeugung von Biogas erfolgt mit unterschiedlichen Verfahrensvarianten. Typische Varianten sind in Tabelle 3.1 dargestellt.

TAB. 3.1: EINTEILUNG DER VERFAHREN ZUR BIOGASERZEUGUNG NACH VERSCHIEDENEN KRITERIEN

Kriterium	Unterscheidungsmerkmale
Trockensubstanzgehalt der Substrate	• Nassvergärung • Feststoffvergärung
Art der Beschickung	• diskontinuierlich • quasikontinuierlich • kontinuierlich
Anzahl der Prozessphasen	• einphasig • zweiphasig
Prozesstemperatur	• psychrophil • mesophil • thermophil

3.1.1 Trockensubstanzgehalt der Gärsubstrate

Die Konsistenz der Substrate ist von ihrem Trockensubstanzgehalt abhängig. Dies begründet eine grundsätzliche Einteilung der Biogastechnologie in Nass- und Feststoffvergärungsver-

fahren. Nassvergärungsverfahren arbeiten mit pumpfähigen Substraten. Bei der Feststoffvergärung kommen stapelbare Substrate zum Einsatz.

Zwischen den Begriffen Nassvergärung und Feststoffvergärung (auch als „Trockenvergärung" bezeichnet) besteht keine eindeutige Abgrenzung. Nach einer Auslegungshilfe des Bundesumweltministeriums basierend auf den Regelungen des EEG 2004 wurde die „Trockenvergärung" an bestimmte Bedingungen geknüpft. Hierzu zählte ein Trockenmassegehalt im Input von mindestens 30 Masseprozent und eine Raumbelastung von mindestens 3,5 kg oTS/(m^3 · d) im Fermenter.

Bei Nassvergärungsverfahren sind in der Fermenterflüssigkeit Trockensubstanzgehalte von bis zu 12 Masseprozent vorzufinden. Als Faustregel gilt eine Grenze von 15 Masseprozent für die Pumpbarkeit des Mediums, jedoch ist diese Angabe qualitativ und nicht für alle Einsatzstoffe zu werten. Einige Substrate mit feindisperser Partikelverteilung und hohen Gehalten an gelösten Stoffen sind auch bei TS-Gehalten von bis zu 20 Masseprozent noch pumpfähig, beispielsweise dispergierte Speisereste aus dem Tankfahrzeug. Hingegen liegen andere Substrate bereits bei 10 bis 12 Masseprozent in der stapelbaren Form vor, wie z. B. Obst- und Gemüseschalen.

Bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen kommt überwiegend die Nassvergärung in klassischen Rundbehältern zur Anwendung. Die realisierten Feststoffvergärungsanlagen haben jedoch in den vergangenen fünf Jahren – seit der 1. EEG-Novelle 2004 – die Marktreife erreicht und finden insbesondere im Bereich der NawaRo-Vergärung Anwendung. Eine detaillierte Erläuterung der Fermenterbauformen wird in 3.2.2.1 gegeben.

3.1.2 Art der Beschickung

Das Beschickungsregime (Fütterung) der Biogasanlage bestimmt in hohem Maße die Verfügbarkeit von frischem Substrat für die Mikroorganismen und wirkt sich damit auf die Biogaserzeugung aus. Es wird grundsätzlich zwischen kontinuierlicher, quasikontinuierlicher und diskontinuierlicher Beschickung unterschieden.

3.1.2.1 Kontinuierliche und quasikontinuierliche Beschickung

Bei der kontinuierlichen und der quasikontinuierlichen Beschickung kann zwischen dem Durchfluss-Verfahren und dem kombinierten Speicher-Durchfluss-Verfahren unterschieden werden. Auf das z. T. noch in der Literatur erwähnte Speicherverfahren wird hier nicht eingegangen, da es aus ökonomischen und verfahrenstechnischen Gründen in der Praxis kaum angewendet wird. Im Gegensatz zur kontinuierlichen Beschickung wird bei der quasikontinuierlichen Beschickung mindestens einmal arbeitstäglich eine unvergorene Substratcharge in den Fermenter eingebracht. Vorteilhaft hat sich eine Beschickung in kleinen Chargen mehrmals täglich erwiesen.

Durchfluss-Verfahren

In der Vergangenheit wurden die meisten Biogasanlagen nach dem Durchfluss-Verfahren errichtet. Aus einem Vorratsbehälter bzw. einer Vorgrube wird das Substrat mehrmals täglich in den Faulbehälter gepumpt. Die gleiche Menge, die dem Fermenter an frischem Substrat zugegeben wird, gelangt über Verdrängung oder Entnahme in das Gärrückstandslager (vergleiche Abb. 3.1). Der Fermenter ist bei diesem Verfahren somit immer gefüllt und wird nur für Reparaturarbeiten geleert. Dieses Verfahren weist eine gleichmäßige Gasproduktion und eine gute Faulraumauslastung auf. Es besteht jedoch die Gefahr der Kurzschlussströmung durch den Fermenter, d. h. es ist damit zu rechnen, dass ein geringer Teil des frisch eingebrachten Substrates sofort wieder ausgetragen wird [3-2]. Zudem entstehen bei offenen Gärrückstandslagern Methangasemissionen. Allerdings ist mit der EEG-Novelle 2012 die Errichtung offener Gärrückstandslager nur noch bei ausschließlicher Vergärung von Gülle (im Sinne § 2 Düngegesetz) erlaubt, so dass diese Verfahrensvariante zukünftig nur noch für wenige Anlagen interessant ist (siehe Kap. 3.2.5.2).

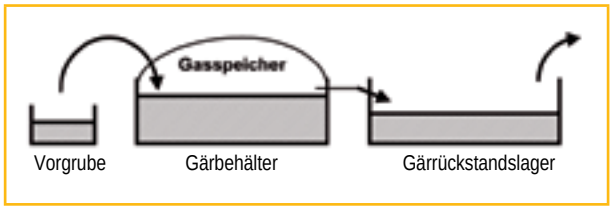


Abb. 3.1: Schema des Durchfluss-Verfahrens

Kombiniertes Durchfluss-Speicher-Verfahren

Bei Biogasanlagen, die nach dem kombinierten Durchfluss-Speicher-Verfahren arbeiten, ist das Gärrückstandslager ebenfalls abgedeckt. So kann das hier anfallende Biogas aufgefangen und verwertet werden. Das Gärrückstandslager fungiert so als „Speicheranlage". Diesem Speicheranlagenteil ist ein Durchflussfermenter vorgeschaltet. Auch aus dem Durchflussfermenter kann, wenn z. B. Bedarf an viel vergorenem Substrat zu Düngezwecken besteht, Substrat entnommen werden. Eine schematische Verfahrensübersicht zeigt Abbildung 3.2. Das Verfahren erlaubt eine gleichmäßige Gasproduktion. Die Verweilzeit kann nicht exakt bestimmt werden, da Kurzschlussströmungen im Durchflussfermenter möglich sind [3-2]. Diese Verfahrensvariante entspricht dem Stand der Technik. Durch die Abdeckung des Gärrückstandslagers entstehende Investitionskosten können durch den zusätzlichen Gasertrag sukzessive refinanziert werden.

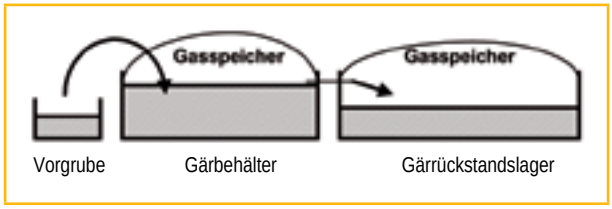


Abb. 3.2: Schema des kombinierten Durchfluss-Speicher-Verfahrens

3.1.2.2 Diskontinuierliche Beschickung

Bei der Vergärung im Batchverfahren wird der Fermenter komplett mit frischem Substrat gefüllt und luftdicht verschlossen. Das Substrat bleibt bis zum Ende der gewählten Verweilzeit in dem Behälter, ohne dass Substrat hinzugefügt oder entnommen wird. Nach Ablauf der Verweilzeit wird der Fermenter geleert und mit frischem Substrat befüllt, wobei ein geringer Teil des ausgefaulten Materials zur Animpfung der nächsten Befüllung im Behälter verbleiben kann. Zur zügigen Befüllung und

Leerung des Batchbehälters werden zusätzlich ein Vorrats- und ein Lagerbehälter benötigt. Bei Batchverfahren ändert sich die Gasproduktionsrate in Abhängigkeit von der Zeit. So setzt die Gasproduktion nach der Befüllung langsam ein, erreicht je nach Substrat innerhalb weniger Tage ein Maximum und geht dann kontinuierlich zurück. Eine konstante Gasproduktion und -qualität ist somit für einen einzelnen Fermenter nicht gegeben, sondern muss durch eine zeitlich versetzte Befüllung mehrerer Fermenter (Wechselbehälter-Verfahren) ausgeglichen werden. Die verfahrensnotwendige Mindestverweilzeit kann somit exakt eingehalten werden [3-2]. Für die Praxis haben Batchverfahren mit Einzelfermentern keine Bedeutung, das Prinzip der Wechselbehälter-Verfahren wird bei Garagenanlagen (Feststoffvergärung) angewendet.

3.1.3 Anzahl der Prozessphasen und -stufen

Als Prozessphase wird das biologische Milieu – Hydrolyse- bzw. Methanisierungsphase – mit den jeweils spezifischen Prozessbedingungen wie pH-Wert und Temperatur verstanden. Im Falle der Verarbeitung im selben Behälter wird von einphasiger Prozessführung gesprochen. Bei Durchführung von Hydrolyse und Methanisierung in getrennten Behältern ist der Betrieb zweiphasig. Die Stufe bezeichnet den Prozessbehälter unabhängig von der biologischen Phase.

Demnach ist eine, z. B. die in der Landwirtschaft häufig anzutreffende Anlagenkonzeption, bestehend aus Vorgrube, Fermenter und Nachgärbehälter, einphasig, aber dreistufig. Die offene Vorgrube an sich stellt dabei keine eigene Phase dar. Hingegen wird der geschlossene Vorlagebehälter als eigene Phase (Hydrolysephase) betrachtet. Fermenter und Nachgärer sind beide als Methanphase zu werten.

Bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen kommen meist ein- oder zweiphasige Verfahren zur Anwendung, wobei der Schwerpunkt bei den einphasigen Anlagen liegt [3-1].

3.2 Verfahrenstechnik

Grundsätzlich kann eine landwirtschaftliche Biogasanlage unabhängig von der Betriebsweise in vier verschiedene Verfahrensschritte unterteilt werden:

1. Substratmanagement (Anlieferung, Lagerung, Aufbereitung, Transport und Einbringung),
2. Biogasgewinnung,
3. Gärrückstandslagerung, -aufbereitung und -ausbringung sowie
4. Biogasspeicherung, -aufbereitung und -verwertung.

Die einzelnen Schritte sind in Abbildung 3.3 detailliert dargestellt.

Die vier Verfahrensschritte sind voneinander nicht unabhängig. Besonders zwischen Schritt zwei und Schritt vier besteht eine enge Verbindung, da Schritt vier normalerweise die in Schritt zwei benötigte Prozesswärme zur Verfügung stellt.

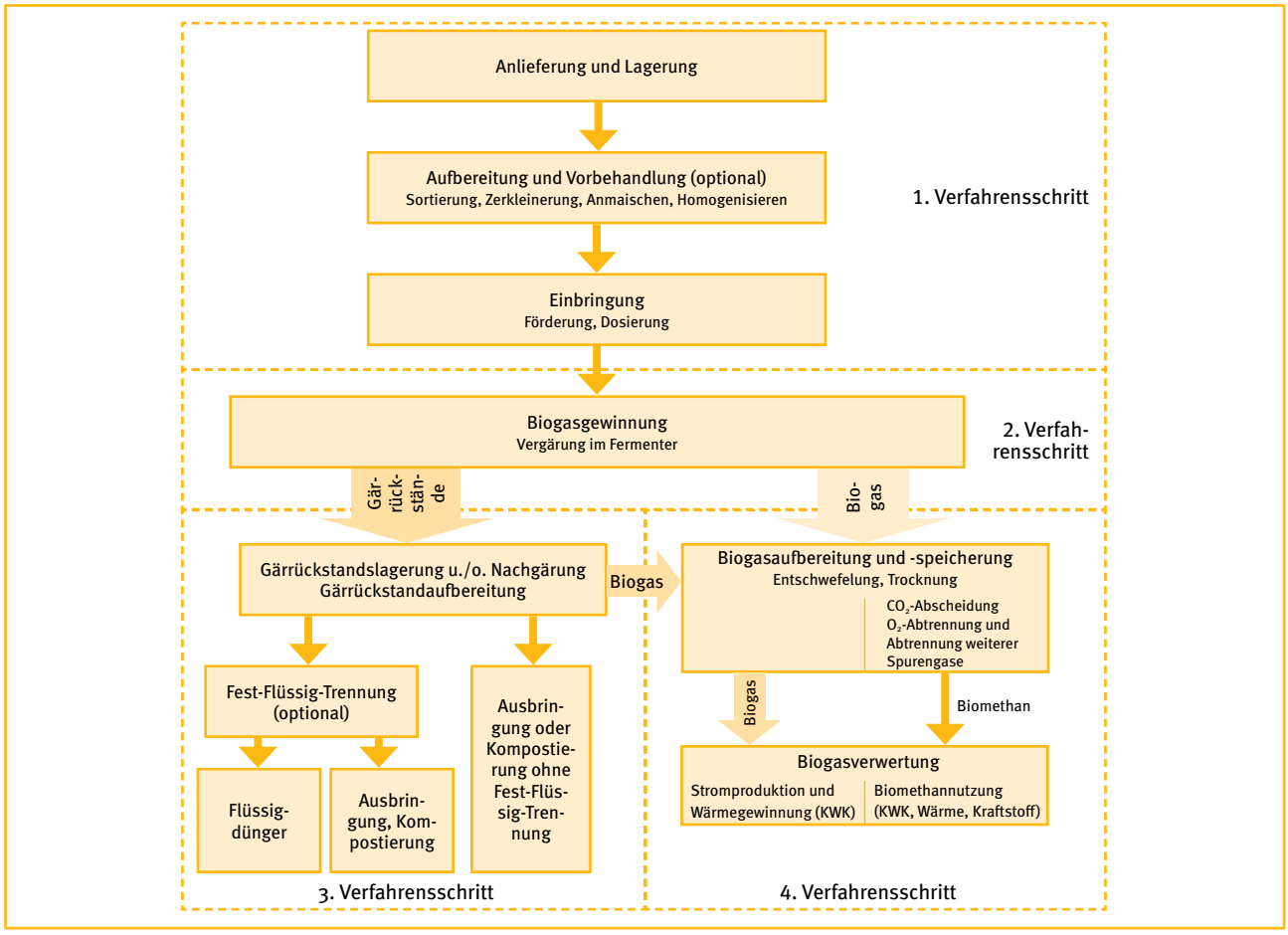


Abb. 3.3: Allgemeiner Verfahrensablauf bei der Biogasgewinnung; nach [3-3]

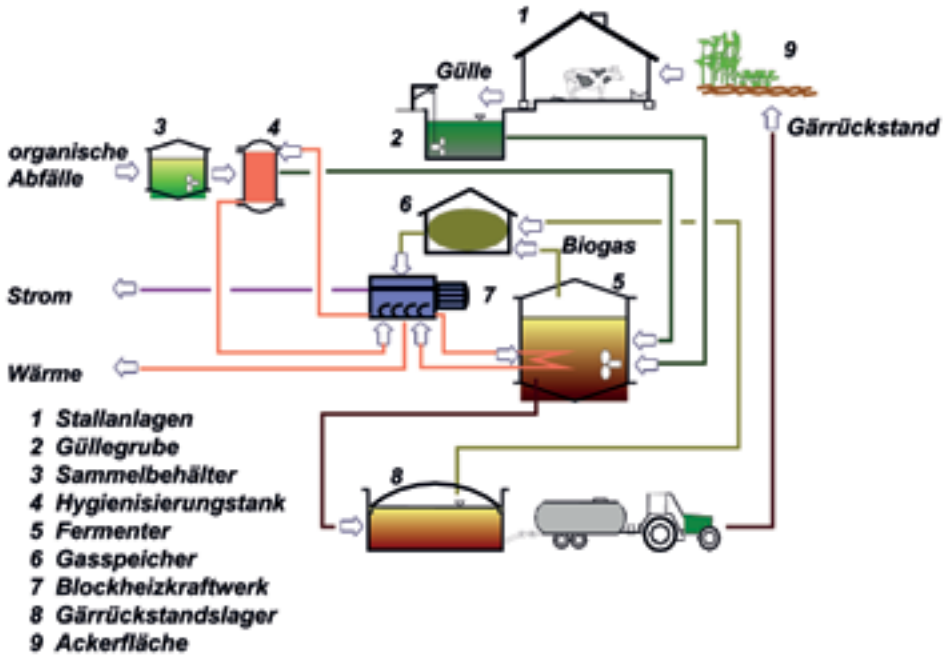


Abb. 3.4: Schema einer landwirtschaftlichen Biogasanlage mit Verwendung von Kosubstraten [nach ATB]

Die zu Schritt 4 gehörende Aufbereitung und Verwertung des Biogases ist in Kapitel 6 und die Aufbereitung und Behandlung des Gärrückstandes in Kapitel 10 gesondert dargestellt. Hier wird nachfolgend auf die Technologie und den Technikeinsatz in den Schritten 1, 2 und 3 eingegangen. Die bei den jeweiligen Schritten bestehenden Herausforderungen und Möglichkeiten zur Minimierung von Emissionen sind in den Kapiteln 3.2.5 und 5.6.4 dargestellt.

Welche verfahrenstechnische Ausrüstung für die Anlage gewählt wird, ist in erster Linie von den zur Verfügung stehenden Substraten abhängig. Die Menge der Substrate bestimmt die Dimensionierung aller Aggregate und der Behältervolumina. Die Qualität der Substrate (TS-Gehalt, Struktur, Herkunft usw.) bestimmt die Auslegung der Verfahrenstechnik. Je nach Zusammensetzung der Substrate kann es notwendig sein, Störstoffe abzutrennen oder die Substrate durch Zugabe von Wasser anzumaischen, um sie in einen pumpfähigen Zustand zu überführen. Werden Stoffe verwendet, die einer Hygienisierung bedürfen, ist es notwendig, eine Hygienisierungsstufe einzuplanen. Das Substrat gelangt nach der Vorbehandlung in den Fermenter, wo es vergoren wird.

Bei der Nassvergärung kommen meistens ein- und zweistufige Anlagen, die nach dem Durchflussverfahren arbeiten, zum Einsatz. Bei zweistufigen Verfahren ist dem eigentlichen Fermenter ein Nachgärer nachgeschaltet. Das Substrat gelangt aus dem Fermenter in den Nachgärer, in dem weitere schwer abbaubare Substanzen umgesetzt werden. Der Gärrückstand wird in Gärrückstandbehältern gelagert und in der Regel als Flüssigdünger auf landwirtschaftlichen Nutzflächen ausgebracht.

Das bei der Vergärung entstehende Biogas wird gespeichert und gereinigt. Seine Verwertung erfolgt meistens in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) zur gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Wärme. In Abb. 3.4 sind die wesentlichen Anlagenkomponenten, Baugruppen und Aggregate einer einstufigen landwirtschaftlichen Biogasanlage bei Verwendung zu hygienisierender Kosubstrate dargestellt.

Die Verfahrensschritte stellen sich hier wie folgt dar: Zu dem ersten Verfahrensschritt (Lagerung, Aufbereitung, Transport und Einbringung der Substrate) gehören die Gülle- bzw. Vorgrube (2), der Sammelbehälter (3) und der Hygienisierungstank (4). Der zweite Verfahrensschritt (Biogasgewinnung) wird im Fermenter (5) durchgeführt. Der dritte Verfahrensschritt wird durch das Gärrückstandslager (8) und die Ausbringung des vergorenen Substrates auf die Ackerfläche (9) dargestellt. Der vierte Verfahrensschritt (Biogasspeicherung, -reinigung und -verwertung) wird in dem Gasspeicher (6) und dem Blockheizkraftwerk (7) durchgeführt. Die einzelnen Verfahrensschritte sollen im weiteren Verlauf genauer betrachtet werden.

3.2.1 Substratmanagement

3.2.1.1 Anlieferung

Die Anlieferung spielt nur bei der Verwertung von betriebsfremden Kosubstraten eine wichtige Rolle. Für die Abrechnung und Nachweisführung ist bei der Anlieferung mindestens eine visuelle Eingangskontrolle des Substrates zur Sicherstellung von Qualitätsansprüchen unerlässlich. Großanlagen zur Vergärung nachwachsender Rohstoffe setzen zunehmend auch Schnellverfahren zur Kontrolle der Trockensubstanz und teilweise auch der Futtermittelanalyse ein, um eine Konformität mit den im Liefervertrag ausgehandelten Konditionen und eine leistungsgerechte Bezahlung sicherzustellen.

Grundsätzlich sind das Anlieferungsgewicht zu erfassen und alle Eingangsdaten zu protokollieren. Besondere Beachtung ist Substraten zu widmen, die als Abfall klassifiziert sind. Hier kann je nach Einstufung des Abfalls eine Nachweisführungspflicht bestehen oder von der zuständigen Behörde gefordert werden.

TAB. 3.2: LAGERUNG VON SUBSTRATEN VOR DER VERGÄRUNG

Dimensionierung	• abhängig von: Substrataufkommen, Fermenterleistung, auszugleichenden Lieferzeiträumen, Flächenausstattung und Ertrag bei Kosubstraten, Lieferverträgen bei betriebsfremden Substraten, eventuell aufzufangenden Betriebsstörungen
Besonderheiten	• das Einfrieren von technischen Einrichtungen zur Lagerung sollte vermieden werden, dies kann durch Aufstellung von Lagertanks in Hallen, Beheizung von Lagergefäßen oder Anlagen von Gruben unter Geländeniveau erreicht werden • Abbauprozesse, die den Gasertrag mindern, sollten vermieden werden • Vermischung von hygienisch bedenklichen und hygienisch unbedenklichen Substraten muss vermieden werden • Geruchsemissionen sollten durch bauliche Maßnahmen minimiert werden • stoffliche Emissionen in Boden und Gewässer sind zu vermeiden
Bauformen	• in der Landwirtschaft übliche Lager für feste Substrate als Fahr-, Hoch-, Folienschlauch- und Ballensilo sowie offene oder überdachte Lagerflächen (z. B. Festmistlager) und Gruben/Bunker • in der Landwirtschaft übliche Lager für flüssige Substrate wie Tanks und Vorgruben
Kosten	• der Preis muss in Abhängigkeit von der Vielzahl der oben genannten Einflussgrößen für den Einzelfall ermittelt werden

Aus diesem Grund werden bei kritischen Substraten auch Rückstellproben genommen. Weitere Informationen zu rechtlichen und administrativen Rahmenbedingungen können in Kapitel 7 nachgelesen werden.

3.2.1.2 Lagerung

Substratlager dienen in erster Linie dazu, die für die Beschickung notwendige Substratmenge vorzuhalten. Die Gestaltung der Lager ist von den verwendeten Substraten abhängig. Die für die Lager benötigte Fläche richtet sich nach den zu erwartenden Stoffmengen und den auszugleichenden Zeiträumen. Werden betriebsfremde Kosubstrate verwendet, spielen vertragliche Bedingungen wie Abnahmemenge und Häufigkeit der Lieferung eine Rolle. Bei Verwendung von hygienisch bedenklichen Kosubstraten aus z. B. industrieller Herkunft ist auf eine strikte Abtrennung der Annahmestation vom landwirtschaftlichen Betrieb zu achten. Es darf keine Vermischung von hygienisch bedenklichem und unbedenklichem Substrat vor dem Durchlauf durch die Hygienisierungseinrichtung möglich sein.

Nicht nur aus immissionsrechtlichen Gründen sollten Gerüche bei Einsatz solcher Substrate (insbesondere bei Bioabfällen) durch geschlossen ausgeführte Lager minimiert werden. Dies kann durch Einhausung u. a. in Hallen erfolgen, die neben der Lagerung auch die Annahme und Aufbereitung der Substrate beinhalten. Hier kann die Abluft gezielt erfasst und über geeignete Abluftreinigungsanlagen geführt werden (z. B. über Wäscher und/oder Biofilter). Bei Abfallvergärungsanlagen sind diese Hallen häufig mit einem Unterdrucksystem ausgestattet, so dass zusätzlich zur Absaugung ein Austritt von Gerüchen weitgehend vermieden werden kann. Neben der möglichen Geruchsminderung haben Hallen weitere Vorteile, da so die Technik geschützt wird und Bedien- sowie Kontrollarbeiten witterungsunabhängig durchgeführt werden können, ferner können lärmschutzrechtliche Vorschriften durch Einhausung erfüllt werden. Allerdings muss der Schutz des Personals vor gefährlichen Gasen, besonders Schwefelwasserstoff (H_2S), gewährleistet werden. Dies kann durch technische Einrichtungen (ausreichende Luftrate, Warnmelder) und/oder geeignetes Management geschehen (z. B. gezielte Ableitung von Gasen aus Tankfahrzeugen und Lagerbehältern vor Zutritt von Personen). Tabelle 3.2 zeigt die Lagerung von Substraten im Überblick.

3.2.1.3 Aufbereitung

Art und Umfang der Substrataufbereitung beeinflussen zum einen die generelle Nutzbarkeit von Substraten im Hinblick auf den Gehalt an Störstoffen und haben somit direkten Einfluss auf die Verfügbarkeit der Anlagentechnik. Ferner kann durch ein geeignetes Aufbereitungsverfahren der Ablauf des Gärprozesses und damit die Ausnutzung des energetischen Potenzials der verwendeten Substrate positv beeinflusst werden.

Sortierung und Störstoffabtrennung

Die Notwendigkeit einer Sortierung und Störstoffabtrennung hängt von der Herkunft und Zusammensetzung des Substrates ab. Steine, die den am häufigsten auftretenden Störstoff darstellen, werden meist in der Vorgrube abgetrennt, von deren Boden sie von Zeit zu Zeit entnommen werden müssen. Eingesetzt werden auch Schwerstoffabscheider, die vor der Fördereinrichtung direkt in die Substratleitung eingebunden sind (vgl. Abbildung 3.5). Andere Störstoffe werden manuell bei der Substratanlieferung oder der Befüllung der Beschickungsein-

Abb. 3.5: Schwerstoffabscheider in einer Rohrleitung [DBFZ]

richtungen aussortiert. Ein großes Störstoffpotenzial können Bioabfälle haben. Sollten diese als Kosubstrat eingesetzt werden, ist nach Möglichkeit auf störstoffunbelastetes Material zu achten. Eine aufwendige Sortierung mittels mechanischer Aufbereitungsstrecken oder Sortierkabinen, vergleichbar mit denen von Bioabfallanlagen, würde in den meisten Fällen die Möglichkeiten des landwirtschaftlichen Betriebs übersteigen. Garagenfermenter hingegen sind gegenüber groben Störstoffen so gut wie unempfindlich, da der Substrattransport vornehmlich mit Radladern und Greifern erfolgt und ein Kontakt mit störstoffempfindlichen Komponenten wie z. B. Pumpen, Armaturen und Förderschnecken ausgeschlossen ist.

Zerkleinerung

Die Substratzerkleinerung erschließt Substratoberflächen für den biologischen Abbau und damit auch für die Methanproduktion. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass mit einem höheren Zerkleinerungsgrad die Geschwindigkeit des biologischen Abbaus, aber nicht zwingend die Gasausbeute steigt. Die Methanproduktion erfolgt unter anderem aus dem Zusammenspiel von Aufenthaltszeit und Zerkleinerungsgrad. Daher muss großer Wert auf den richtigen Technikeinsatz gelegt werden.

Die Zerkleinerung fester Substrate kann extern vor der Einbringung in die Vorgrube, Rohrleitung oder Fermenter installiert werden. Hierfür stehen bspw. Schredder, Mühlen, Quetschen sowie Wellen und Schnecken mit Reiß- und Schneidvorrichtungen zur Verfügung (vgl. Abbildung 3.7). Wellen mit Paddeln und Schnecken mit Schneidmesserbesatz werden sehr häufig in kombinierten Vorlage- und Dosiereinheiten verwendet (vgl. Abbildung 3.6). Aufgrund ihrer breiten Anwendung werden die Eigenschaften von Zerkleinerungsaggregaten bei der direkten Feststoffdosierung durch kombinierte Vorlage- und Dosiereinheiten (in Tabelle 3.3) sowie von Mühlen und Schreddern (in Tabelle 3.4) zusammengefasst.

Abb. 3.6: Vorlagebehälter mit Auflöser [Konrad Pumpe GmbH]

Gegenüber der Zerkleinerung von Feststoffen vor dem Eintrag in Vorgrube, Rohrleitung oder Fermenter, können feststoff- und faserhaltige Flüssigkeiten direkt in der Vorgrube, in sonstigen Mischbehältern oder in der Rohrleitung zerkleinert werden. Dies kann bei Substraten und Substratgemischen notwendig werden, deren Beschaffenheit eine Gefahr der Funktionsfähigkeit der Beschickungseinrichtung (i. d. R. Pumpe) darstellen kann. Eine Zerkleinerung kann u. a. durch separate Zerkleinerungsrührwerke in der dem Fermenter vorgelagerten Grube erfolgen. Häufig ist jedoch eine rohrleitungsgebundene, direkte Kopplung von Zerkleinerung und Förderung oder sogar eine Vereinigung in einem einzelnen Aggregat zu verzeichnen. Im Allgemeinen erfolgt der Antrieb der Aggregate über einen Elektromotor, teilweise ist auch der Anschluss an die Antriebswelle eines Traktors möglich. Die Möglichkeiten der Zerkleinerung sind in den Abbildungen 3.8 und 3.9 sowie in den Tabellen 3.5 bis 3.7 dargestellt und erläutert.

Anmaischen, Homogenisieren

Das Anmaischen von Substraten ist notwendig, um in der Nassvergärung pumpfähige Substrate durch Erhöhung des Wassergehaltes herzustellen und diese dann in den Fermenter zu fördern. Es erfolgt in der Regel in der Vorgrube oder anderen

TAB. 3.3: KENNWERTE UND EINSATZPARAMETER VON ZERKLEINERUNGSAGGREGATEN IN KOMBINIERTEN VORLAGE- UND DOSIEREINHEITEN

Kennwerte	• bis zu 50 m³ täglich können mit marktüblichen Einzelaggregaten zerkleinert werden (Substratvorlage kann dabei weitaus größer sein)
Eignung	• übliche Silagen, CCM, Mist aus der Viehhaltung (auch Geflügel), Altbrot, Gemüse • für langfasrige Stoffe sind Zahnwalzen oder Mischschnecken mit Schneidmesserbesatz eher geeignet
Vorteile	+ große Durchsatzmengen + einfache Befüllung mit Radlader oder Greifer + großes Vorratsvolumen zur automatisierten Steuerung von Zerkleinerung und Beschickung + Einsatz robuster Technik
Nachteile	- mögliche Brückenbildung über dem Zerkleinerungswerkzeug, die aber stark von der Geometrie des Vorlagebehälters und vom Substrat abhängt - vollständiger manueller Materialausbau im Havariefall
Besonderheiten	• Paddelwellen vermindern die Gefahr der Brückenbildung über dem Zerkleinerungswerkzeug
Bauformen	• Futtermischwagen mit vertikalen Mischschnecken mit Schneidmesserbesatz zur Zerkleinerung • Vorlagebehälter mit schneidenden Austragsschnecken teils mit Messerbesatz zur Zerkleinerung und Förderung • Vorlagebehälter mit reißenden Paddelwellen zur Zerkleinerung und Förderung • Vorlagebehälter mit Frässchnecken/Fräswerk zur Zerkleinerung und Dosierung
Wartung	• nach Herstellerangaben sind die Geräte wartungsarm, Wartungsverträge werden angeboten • die Wartung sollte innerhalb der Beschickungspausen möglich sein

TAB. 3.4: KENNWERTE UND EINSATZPARAMETER EXTERNER ZERKLEINERUNGSAGGREGATE

Kennwerte	• Mühlen: kleinere bis mittlere Durchsätze (z. B. 1,5 t/h bei 30 kW) • Schredder: auch für hohe Durchsätze einsetzbar
Eignung	• übliche Silagen, CCM, Getreide, Körnermais (Mühle meist ausreichend) • Kartoffeln, Rüben, Grünabfälle (Mühle, Schredder)
Vorteile	+ leichte Zugänglichkeit des Aggregates bei Havarien + es kann ein Vorrat an zerkleinertem Substrat vorbereitet und vorgehalten werden + Befüllung ist automatisier- und mit Vorlageeinheiten kombinierbar + Zerkleinerungsgrad beeinflussbar
Nachteile	- bei Verstopfungen o. ä. muss das Aggregat mit der Hand entleert werden - relativ störstofftolerant, allerdings erhöhter Verschleiß möglich
Besonderheiten	• Vorlagebehälter in verschiedenen Größen können installiert werden • die Höhe der Vorlagebehälter sollte an die verfügbare Maschinentechnik angepasst sein
Bauformen	• z. B. Hammermühle, Walzenmühle, Schredder (generell auch mobile Ausführung möglich)
Wartung	• kann vertraglich mit dem Hersteller vereinbart werden und ist in Abhängigkeit der verarbeiteten Substrate notwendig • für die Überbrückung von Wartungsintervallen kann ein Vorrat an zerkleinertem Material vorgehalten werden

Abb. 3.7: Hammer- und Walzenmühle zur Zerkleinerung fester Substrate [Huning Maschinenbau GmbH, DBFZ]

TAB. 3.5: KENNWERTE UND EINSATZPARAMETER VON ZERKLEINERUNGSRÜHRWERKEN IN DER VORGRUBE

Kennwerte	• Leistungsaufnahme: in den üblichen Größenordnungen der Rührwerkstechnik mit einem Leistungszuschlag um 6 kW bei Rührwerken mit 5–15 kW
Eignung	• Festmist, Speisereste, Grünschnitt, Stroh
Vorteile	+ direkte Feststoffaufgabe in die Vorgrube + keine zusätzlichen Aggregate notwendig
Nachteile	- die Erhöhung des Trockensubstanzgehaltes im Fermenter ist nur bis zur Grenze der Pumpfähigkeit des Substrates möglich - Gefahr der Schwimmdeckenbildung und Sinkschichtenbildung in Abhängigkeit des Substrates
Besonderheiten	• bei direkter Feststoffeinbringung in den Fermenter, z. B. über Dosiereinheiten können Zerkleinerungsrührwerke auch im Fermenter eingesetzt werden
Bauformen	• in der Regel als Rührwerksflügel mit Schneidmessern bzw. zusätzlicher Montage von Schneidmessern auf der Rührwerksachse
Wartung	• je nach Rührwerkstyp kann die Wartung ohne Prozessunterbrechung außerhalb der Vorgrube oder des Fermenters durchgeführt werden

TAB. 3.6: KENNWERTE UND EINSATZPARAMETER VON ZERKLEINERUNGSAGGREGATEN IN DER FÖRDERLEITUNG

Kennwerte	• Lochscheibenzerkleinerer bis zu 750 m³/h Durchsatzleistung, Motorleistung zwischen 1,1 und 15 kW • Inline-Zweiwellenzerkleinerer auf Basis von Drehkolbenpumpen: bis 350 m³/h Zerkleinerungsleistung • Kenndaten der Aggregate hängen sehr stark vom Trockensubstanzgehalt ab, die Förderleistung sinkt mit zunehmendem Trockensubstanzgehalt stark
Eignung	• Lochscheibenzerkleinerer für faserhaltige Substrate geeignet • Inline-Zweiwellenzerkleinerer auch für pumpfähige Substrate mit größeren Feststoffanteilen geeignet
Vorteile	+ leichte Zugänglichkeit des Aggregates bei Havarien + bei Verstopfungen können die Aggregate leicht geöffnet und gewartet werden + Störstoffauslese durch integrierten Abscheidebehälter (Lochscheibenzerkleinerer)
Nachteile	- die Erhöhung des Trockensubstanzgehaltes im Fermenter ist nur bis zur Grenze der Pumpfähigkeit des Substrates möglich - erhöhter Verschleiß bei störstoffhaltigen Substraten möglich (Inline-Zweiwellenzerkleinerer)
Besonderheiten	• die Aggregate sollten durch Schieber von der Substratleitung getrennt werden können • für den Havariefall kann eine über Schieber zu bedienende Umgehung (Bypass) sinnvoll sein • erreichbare Partikelgrößen werden durch Auswahl der Schneid- oder Reißtechnik bestimmt
Bauformen	• Lochscheibenzerkleinerer: rotierende Messer vor einem Schneidsieb • Inline-Zweiwellenzerkleinerer: mit Schneid- oder Reißwerkzeugen bestückte Wellen
Wartung	• freistehende Aggregate können schnell ohne lange Ausfallzeiten gewartet werden • leicht zugängliche Reinigungsöffnungen beschleunigen die Arbeiten erheblich

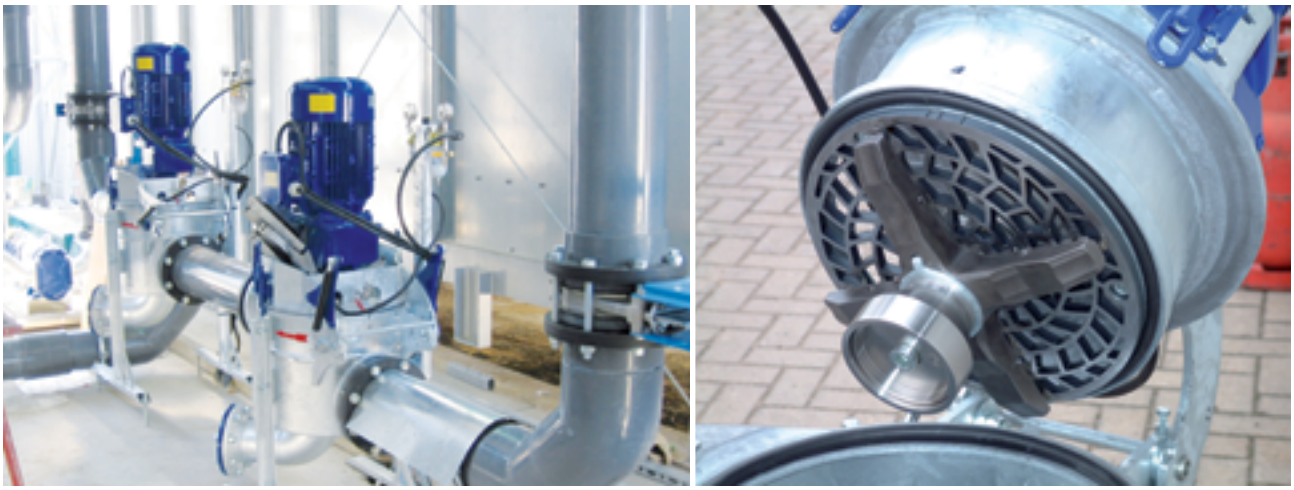


Abb. 3.8: Substratzerkleinerung in der Förderleitung, Lochscheibenzerkleinerer [Hugo Vogelsang Maschinenbau GmbH]

Behältern kurz vor Einbringung des Substrates in den Gärprozess. Als Flüssigkeit zum Anmaischen werden je nach Verfügbarkeit Gülle, (abgepresste) flüssige Gärrückstände, Prozesswasser oder im Ausnahmefall auch Frischwasser genutzt. Die Anwendung flüssigen Gärrückstandes kann den Frischwasserbedarf senken und hat den Vorteil, dass das Substrat bereits vor Erreichen des Fermenters mit den Bakterien des Gärprozesses angeimpft wird. Daher bietet sich diese Vorgehensweise nach einer Hygienisierungsstufe oder in Pfropfenstromverfahren besonders an. Auf die Nutzung von Frischwasser sollte aufgrund der hohen Kosten nach Möglichkeit verzichtet werden. Falls für das Anmaischen Wasser aus Reinigungsprozessen verwendet werden soll, ist zu bedenken, dass Desinfektionsmittel den Vergärungsprozess beeinträchtigen können, da sich solche Mittel auch auf die Mikroorganismengemeinschaft im Fermenter negativ auswirken. Ebenfalls nachteilig wirkt sich das erhöhte Emissionspotenzial bei nicht gasdicht ausgeführten Anmischkomponenten aus (siehe Kap. 3.2.5 und 5.6.4). Die für das Anmaischen verwendete Pumpentechnik wird im Abschnitt Substrattransport und Einbringung dargestellt.

Die Homogenität der zugeführten Substrate ist für die Stabilität des Vergärungsprozesses von hoher Bedeutung. Bei stark schwankender Belastung und wechselnder Substratzusammensetzung müssen sich die Mikroorganismen an die veränderten Bedingungen anpassen, was meist mit einer Einbuße bei der Gasausbeute verbunden ist. Die Homogenisierung pumpfähiger Substrate wird meist in der Vorgrube mit Rührwerken durchgeführt. Sie kann aber auch im Fermenter erfolgen, wenn verschiedene Substrate direkt eingepumpt und/oder über einen Feststoffeintrag in den Fermenter eingebracht werden. Die Technik der Rührwerke wird im Abschnitt Rührwerke vorgestellt. Die Vermischung in einer Vorgrube entspricht in etwa den Systemen der volldurchmischten Fermenter (siehe Kap 3.2.2.1, Abschnitt Verfahren mit Volldurchmischung).

TAB. 3.7: KENNWERTE UND EINSATZPARAMETER VON ZERKLEINERUNGSAGGREGATEN, DIE MIT DER FÖRDERTECHNIK EINE GERÄTEEINHEIT BILDEN

Kennwerte	• Förderströme bis 720 m³/h möglich • Förderhöhe bis max. 25 m • Leistungsaufnahme: 1,7–22 kW
Eignung	• pumpfähige Substrate mit langfaserigen Bestandteilen
Vorteile	+ leichte Zugänglichkeit des Aggregates bei Havarien + bei Verstopfungen können die Aggregate leicht geöffnet und gewartet werden + keine zusätzlichen Förderaggregate notwendig
Nachteile	- die Erhöhung des Trockensubstanzgehaltes im Fermenter ist nur bis zur Grenze der Pumpfähigkeit des Substrates möglich - es lässt sich nur ein kleiner Teil des Stoffstroms zerkleinern, durch mehrmaliges Umpumpen kann der Anteil an geschnittenem Gut erhöht werden
Besonderheiten	• die Aggregate sollten durch Schieber von der Substratleitung getrennt werden können • für den Havariefall kann eine über Schieber zu bedienende Umgehung sinnvoll sein • erreichbare Partikelgrößen werden durch Auswahl der Schneid- oder Reißtechnik bestimmt
Bauformen	• Kreiselpumpen, Laufrad mit Schneidkanten als trocken stehende Pumpe oder Tauchpumpe
Wartung	• freistehende Pumpen können schnell ohne lange Ausfallzeiten gewartet werden, Tauchpumpen können dafür leicht aus dem Substrat entnommen werden • Wartungsöffnungen verkürzen die Stillstandszeiten stark

Abb. 3.9: Tauchpumpe mit Schneidkanten am Rotor als Beispiel der Einheit aus Zerkleinerungs- und Förderaggregat [Xylem Water Solutions Deutschland GmbH]

Abb. 3.10: Hygienisierung mit Rückkühlung [TEWE Elektronic GmbH & Co. KG]

Hygienisierung

Um die gesetzlich vorgeschriebenen Kriterien für einige aus Sicht der Seuchen- und Phytohygiene kritische Stoffgruppen zu erfüllen, ist es unter Umständen notwendig, eine thermische Vorbehandlung in die Biogasanlage zu integrieren. Die Vorbehandlung erfolgt durch Erwärmung der Stoffe auf eine Temperatur von 70 °C für mindestens eine Stunde. Eine zweite Methode zur Abtötung von Keimen ist die Drucksterilisation. Hier wird das zu sterilisierende Substrat 20 Minuten auf 133 °C bei einem Druck von 3 bar vorbehandelt. Dieses Verfahren ist im Vergleich zur Hygienisierung bei 70 °C allerdings seltener anzutreffen. Da die Größen der zur Hygienisierung verwendeten Behälter und der Energieaufwand von der Durchsatzmenge abhängen, wird die Hygienisierung in der Regel vor der Einbringung hygienisch bedenklicher Kosubstrate in den Fermenter durchgeführt. So ist es möglich, nur die bedenklichen Stoffe zu hygienisieren und damit die Hygienisierungsstufe wirtschaftlicher zu dimensionieren (Teilstromhygienisierung). Möglich ist auch eine Vollstromhygienisierung der gesamten Einsatzstoffe bzw. des vergorenen Materials. Ein Vorteil der dem Fermenter vorangestellten Hygienisierung ist ein gewisser thermischer Aufschluss des Substrates, welches dadurch in Abhängigkeit seiner Eigenschaften besser vergärbar wird.

Die Hygienisierung kann in luftdicht verschließbaren und beheizbaren Edelstahlbehältern durchgeführt werden. Verwendet werden häufig Behälter aus der Fütterungstechnik. Die Hygienisierung wird mittels Füllstands-, Temperatur- und Druckmesseinrichtungen überwacht und dokumentiert. Die Temperatur des Substrates ist nach der Hygienisierung höher als die im Fermenter vorherrschende Prozesstemperatur. Das hygienisierte Substrat eignet sich so zur Vorwärmung anderer Substrate oder kann durch direkte Zugabe in den Fermenter zu dessen Beheizung genutzt werden. Kann die Wärme des hygienisierten Substrates nicht genutzt werden, ist eine geeignete Kühlung auf das Temperaturniveau des Fermenters notwendig.

TAB. 3.8: KENNWERTE UND EINSATZPARAMETER VON HYGIENISIERUNGSBEHÄLTERN

Kennwerte	• Volumen: anlagenspezifisch, Hygienisierungsbehälter mit z. B. 50 m³ Inhalt • Heizung: innenliegend oder Doppelwandbehälter • Dauer: Es müssen zu der einen Stunde Hygienisierungszeit (bei 70 °C) Befüllvorgang, Aufheizen und Entleeren für die Dimensionierung berücksichtigt werden
Eignung	• für die üblichen Hygienisierungsbehälter muss das Substrat pumpfähig sein und daher gegebenenfalls vor der Hygienisierung vorbehandelt werden
Besonderheiten	• Registriervorrichtung für den Hygienisierungsverlauf ist zwingend vorzusehen • das heiße hygienisierte Substrat sollte nicht direkt in den Fermenter gegeben werden, da die Biologie die hohen Temperaturen nicht verträgt (bei Teilstromvergärung kann eine direkte Beimischung möglich sein) • es darf keine Vermischung von hygienisch bedenklichem und unbedenklichem Material möglich sein • je nach Substrat ist mit der Ablagerung von Sand und Schwerstoffen zu rechnen
Bauformen	• einwandige Edelstahlbehälter mit interner Heizung oder doppelwandige Edelstahlbehälter mit Wandheizung oder Gegenstromwärmeübertragern • gasdicht und an Gaspendelleitung angeschlossen oder nichtgasdicht mit Abführung der Verdrängungsluft aus dem Behälter ggf. über eine Abluftreinigung
Wartung	• es ist mindestens ein Mannloch im Behälter vorzusehen • Sicherheitsvorschriften bei Arbeiten in geschlossenen Behältern müssen beachtet werden • (auch Gassicherheit sollte berücksichtigt werden) • je nach installierter Technik (Temperaturfühler, Rührwerke, Pumpen) ist Wartung notwendig, der Behälter selbst sollte wartungsfrei sein

Beispielhaft werden Hygienisierungsbehälter in Abbildung 3.10 dargestellt, spezifische Eigenschaften von Hygienisierungsbehältern sind in Tabelle 3.8 zusammengefasst.

Aerobe Vorrotte

Bei der Feststoffvergärung im Garagenverfahren besteht die Möglichkeit der gezielten Belüftung des Substrates im Vorfeld des eigentlichen Gärprozesses (siehe 3.2.2.1 Fermenterbauformen). Die durch die Luftzufuhr einsetzenden Kompostierungsprozesse gehen mit einer Erwärmung des Substrates auf ca. 40 bis 50 °C einher. Vorteil der zwei bis vier Tage dauernden Vorrotte ist der beginnende Zellaufschluss und die Selbsterhitzung des Materials, wodurch u. a. zusätzliche Heizelemente im Fermenter eingespart werden können. Nachteilig sind allerdings erhebliche Emissionen und die Umsetzung von organischer Substanz, die dann nicht mehr für die Biogasbereitstellung zur Verfügung steht.

Hydrolyse

Bei einer einphasigen Prozessführung besteht bei hoher Raumbelastung die Gefahr, dass die Prozessbiologie im Fermenter aus dem Gleichgewicht gerät, d. h. dass die Säurebildung während der primären und sekundären Gärung schneller abläuft, als der Säureabbau während der Methanbildung [3-19]. Zudem sinkt bei hoher Raumbelastung und kurzen Verweilzeiten die Ausnutzung der Substrate, im schlimmsten Fall drohen eine Versäuerung und das Kippen der Fermenterbiologie. Um dem zu begegnen, können Hydrolyse- und Versäuerungsprozesse in separaten Behältern dem eigentlichen Fermenter vorangestellt, bzw. durch spezielle Einbauten im Fermenter (z. B. Zwei-Phasen- Fermenter) ein abgegrenzter Raum geschaffen werden. Die Hydrolyse kann unter aeroben und anaeroben Bedingungen ablaufen und arbeitet bei pH-Werten zwischen 4,5 und 7. In der Regel sind Temperaturen von 25 bis 35 °C ausreichend, können aber auch auf 55 bis 65 °C erhöht werden, um die Umsetzungsgeschwindigkeit zu erhöhen. Als Behälter sind verschiedene Vorlagebehälter (stehend, liegend) mit einer entsprechenden Ausstattung wie Rührwerk, Beheizungsmöglichkeit und Isolierung nutzbar. Beschickt werden können diese kontinuierlich, aber auch im Batchbetrieb. Zu beachten ist, dass das Hydrolysegas auch zu großen Teilen Wasserstoff enthält. Bei der aeroben Fahrweise und der Ableitung der Hydrolysegase ins Freie kann dies energetische Verluste bezogen auf die erzeugte Biogasmenge und zusätzliche Emissionen bedeuten. Darüber hinaus stellt dies ein sicherheitstechnisches Problem dar, da Wasserstoff in einem Gemisch mit Luft eine explosionsfähige Atmosphäre ausbilden kann.

Desintegration

Desintegration ist die Zerstörung der Zellwandstruktur zur Freisetzung des gesamten Zellmaterials. Damit kann eine bessere Verfügbarkeit des Substrates für die Mikroorganismen erreicht werden, die zu erhöhten Abbauraten führen soll. Es werden

Abb. 3.11: Hydrothermale Desintegration mit Bioextruder [Lehmann Maschinenbau GmbH]

thermische, chemische, biochemische und physikalisch/mechanische Zellaufschlussverfahren eingesetzt. Mögliche Verfahren sind Erhitzen auf ‹ 100 °C unter Normaldruck oder › 100 °C unter Druck, die oben ausgeführte Hydrolyse, die Zugabe von Enzymen, die elektrokinetische Desintegration mittels Hochspannungsfeldern oder der Einsatz der Ultraschalldesintegration. Über den Nutzen dieser Verfahren wird in der Branche diskutiert. Zum einen ist die Wirkung der einzelnen Verfahren stark vom Substrat und dessen vorheriger Aufbereitung abhängig, zum anderen bedürfen alle Verfahren einer zusätzlichen Zufuhr von Wärme- und/oder Elektroenergie, welche sich unmittelbar auf die Effektivität in Bezug auf den möglichen Mehrertrag der Anlage auswirkt. Im Vorfeld einer möglichen Integration sollte der effektive Nutzen einer Desintegrationsstufe beispielsweise durch Tests und zusätzliche Analysen des behandelten Substrates sowie durch eine ökonomische Betrachtung der finanziellen Mehraufwendungen und -einnahmen untermauert werden.

Abb. 3.12: Pumpen in einer Biogasanlage [WELTEC BIOPOWER GmbH]

3.2.1.4 Transport und Einbringung

Für einen stabilen Gärprozess ist aus prozessbiologischer Sicht ein kontinuierlicher Substratstrom durch die Biogasanlage der Idealfall. Da dieser in der Praxis kaum realisiert werden kann, ist eine quasikontinuierliche Zugabe des Substrates in den Fermenter der Regelfall. Die Zugabe des Substrates erfolgt in mehreren Chargen über den Tag verteilt. Daraus folgend werden alle Aggregate, die für den Substrattransport notwendig sind, nicht kontinuierlich betrieben. Dies spielt für die Auslegung eine sehr große Rolle.

Die Anlagentechnik für den Transport und die Einbringung hängt im Wesentlichen von der Beschaffenheit des Substrates ab. Es muss zwischen Technik für pumpfähige und stapelbare Substrate unterschieden werden.

Bei der Einbringung der Substrate ist deren Temperatur zu beachten. Bei großen Differenzen zwischen Material- und Fermentertemperatur (beispielsweise bei Einbringung nach einer Hygienisierungsstufe oder im Winter) wird die Prozessbiologie stark beeinflusst, was zur Verminderung des Gasertrages führen kann. Als technische Lösungen werden hier zuweilen Wärmeübertrager und beheizte Vorgruben angewendet.

Transport pumpfähiger Substrate

Zum Transport pumpfähiger Substrate innerhalb der Biogasanlage werden hauptsächlich über Elektromotoren angetriebene Pumpen verwendet. Sie können über Zeitschaltuhren oder Prozessrechner angesteuert werden, wodurch der Gesamtprozess ganz oder teilweise automatisiert werden kann. In vielen Fällen wird der gesamte Substrattransport innerhalb der Biogasanlage über ein oder zwei zentral in einem Pump- oder Steuerhaus positionierte Pumpen realisiert. Die Verlegung der benötigten Rohrleitungen erfolgt dann so, dass alle eintretenden Betriebsfälle (z. B. Beschicken, vollständiges Entleeren von Behältern, Havariefälle etc.) über gut zugängliche oder automatische Schieber gesteuert werden können. Ein Beispiel für die Pumpen- und Rohrleitungsinstallation in einer Biogasanlage zeigt Abbildung 3.12.

Es sollte darauf geachtet werden, dass die Pumpen gut zugänglich sind und ausreichend Arbeitsraum um sie herum freigehalten wird. Trotz getroffener Vorsichtsmaßnahmen und guter Substrataufbereitung kann es passieren, dass es zu Verstopfungen der Pumpen kommt, die schnell beseitigt werden müssen. Außerdem ist zu beachten, dass die beweglichen Teile der Pumpen Verschleißteile sind, die in Biogasanlagen hohen Beanspruchungen unterliegen und von Zeit zu Zeit ausgetauscht werden müssen, ohne dass die Biogasanlage außer Betrieb genommen werden muss. Die Pumpen müssen daher über Absperrschieber zum Ausführen von Wartungsarbeiten vom Leitungsnetz trennbar sein. Verwendet werden fast ausschließlich Kreisel- oder Verdrängerpumpen, die auch in der Gülletechnik zur Anwendung kommen.

Die Auswahl geeigneter Pumpen hinsichtlich Leistung und Fördereigenschaften ist in hohem Maß von den eingesetzten Substraten und deren Aufbereitungsgrad bzw. Trockensubstanzgehalt abhängig. Zum Schutz der Pumpen können Schneid- und Zerkleinerungsapparate sowie Fremdkörperabscheider direkt vor die Pumpe eingebaut werden oder Pumpen, deren Förderelemente mit Zerkleinerungseinrichtungen versehen sind, zum Einsatz kommen.

Kreiselpumpen

Kreiselpumpen sind in der Gülletechnik weit verbreitet. Sie eignen sich vor allem bei dünnflüssigen Substraten. Im Inneren der Kreiselpumpen dreht sich ein Laufrad in einem feststehenden Gehäuse. Das zu fördernde Medium wird mit Hilfe des Laufrades beschleunigt und die daraus resultierende Geschwindigkeitserhöhung im Druckstutzen der Kreiselpumpe in Förderhöhe bzw. Förderdruck umgesetzt. Das Laufrad kann je nach Anforderung unterschiedliche Größen und Formen besitzen. Eine spezielle Form stellt die Schneidradpumpe dar (vgl. Abbildung 3.9) deren Laufrad mit gehärteten Schneidkanten zur Substratzerkleinerung versehen ist. Kennwerte und Einsatzparameter sind in Tabelle 3.9 enthalten.

Verdrängerpumpen

Zum Transport dickflüssiger Substrate mit hohen Trockensubstanzgehalten werden Verdrängerpumpen eingesetzt. Bei Verdrängerpumpen kann die geförderte Menge über die Drehzahl bestimmt werden. Dadurch wird eine bessere Steuerung der Pumpen in Verbindung mit einer genaueren Dosierung des Substrates erreicht. Sie sind selbstansaugend und druckstabi-

TAB. 3.9: KENNWERTE UND EINSATZPARAMETER VON KREISELPUMPEN [3-1]

Kennwerte	• Förderdruck: bis zu 20 bar (in der Praxis meist geringerer Förderdruck) • Fördermenge ab 2 m³/min bis 30 m³/min • Leistungsaufnahme: z. B. 3 kW bei 2 m³/min, 15 kW bei 6 m³/min, stark substratabhängig • i. d. R. für Substrate mit < 8 % TS-Gehalt
Eignung	• dünnflüssige Substrate mit niedrigen Trockensubstanzgehalten, geringe Strohanteile sind zulässig
Vorteile	+ einfacher, kompakter und robuster Aufbau + hohe Förderleistung + flexibler Einsatz (auch als Tauchpumpe)
Nachteile	- nicht selbstansaugend, Aufstellung unterhalb des anzusaugenden Substratspiegels, z. B. in einem Schacht notwendig - nicht zur Substratdosierung geeignet
Besonderheiten	• starke Abhängigkeit der Förderleistung vom Förderdruck bzw. der Förderhöhe
Bauformen	• als Tauchpumpe oder Pumpe in Trockenaufstellung; auch als Schneidpumpe lieferbar; als Tauchpumpe mit Antrieb unter oder über Substratoberfläche verfügbar
Wartung	• bei Tauchpumpen erschwert, jedoch über Entnahmeöffnungen relativ leicht erreichbar • Sicherheitsvorschriften bei Arbeiten im Fermenter müssen beachtet werden • Betriebsunterbrechungen sind geringfügig länger als bei anderen Pumpentypen

TAB. 3.10: KENNWERTE UND EINSATZPARAMETER VON EXZENTERSCHNECKENPUMPEN

Kennwerte	• Förderdruck: bis zu 48 bar • Fördermenge ab 0,055 m³/min bis 8 m³/min • Leistungsaufnahme: z. B. 7,5 kW bei 0,5 m³/min; 55 kW bei 4 m³/min; stark substratabhängig
Eignung	• dickflüssige pumpfähige Substrate mit geringen Störstoffanteilen und langfaserigen Stoffen
Vorteile	+ selbst ansaugend + einfacher, robuster Aufbau + zur Substratdosierung geeignet + Drehrichtung umkehrbar
Nachteile	- geringere Förderleistungen als Kreiselpumpen - empfindlich gegen Trockenlauf - empfindlich gegen Störstoffe (Steine, langfaserige Stoffe, Metallteile)
Besonderheiten	• starke Abhängigkeit der Förderleistung von der Viskosität, stabile Förderung bei schwankenden Drücken • Trockenlaufschutz kann integriert sein • sehr häufige Anwendung in der Klärtechnik • der Stator kann zum Teil in Abhängigkeit der Förderleistung, des Substrates und der Abnutzung meist nachgestellt werden • Förderrichtungsänderung als Sonderbauform möglich
Bauformen	• als Pumpe in Trockenaufstellung
Wartung	• sehr langlebig • aufgrund des Aufbaues wartungsfreundlich, es werden durch Schneckenschnellwechselsysteme nur kurze Betriebsunterbrechungen notwendig

ler als Kreiselpumpen, das heißt, die Fördermenge ist sehr viel weniger von der Förderhöhe abhängig. Verdrängerpumpen sind relativ anfällig gegenüber Störstoffen, weswegen es sinnvoll ist, die Pumpen mit Zerkleinerungsaggregaten und Fremdkörperabscheidern vor grobstückigen und faserigen Bestandteilen zu schützen.

Zum Einsatz kommen größtenteils Drehkolben- und Exzenterschneckenpumpen. **Exzenterschneckenpumpen** haben einen korkenzieherförmigen Rotor, der in einem Stator aus elastischem Material läuft. Durch die Drehung des Rotors entsteht ein wandernder Hohlraum, in dem das Substrat transportiert wird. Ein Beispiel ist in Abbildung 3.13 dargestellt. Kennwerte und Einsatzparameter können Tabelle 3.10 entnommen werden.

Drehkolbenpumpen besitzen zwei gegenläufig rotierende zwei- bis sechsflügelige Drehkolben in einem ovalen Gehäuse. Die beiden Drehkolben wälzen sich gegenläufig mit geringem axialen und radialen Spiel aufeinander ab, wobei sie weder das Gehäuse noch sich untereinander berühren und so ausgebildet sind, dass in jeder Stellung der Saug- gegen den Druckraum abgesperrt wird. Zum Transport des Mediums werden die im Saugraum auftretenden Lücken mit dem Fördermedium gefüllt und zur Druckseite transportiert. Das Funktionsprinzip von Drehkolbenpumpen kann Abbildung 3.14 entnommen werden. Kennwerte und Einsatzparameter sind in Tabelle 3.11 zusammengefasst.

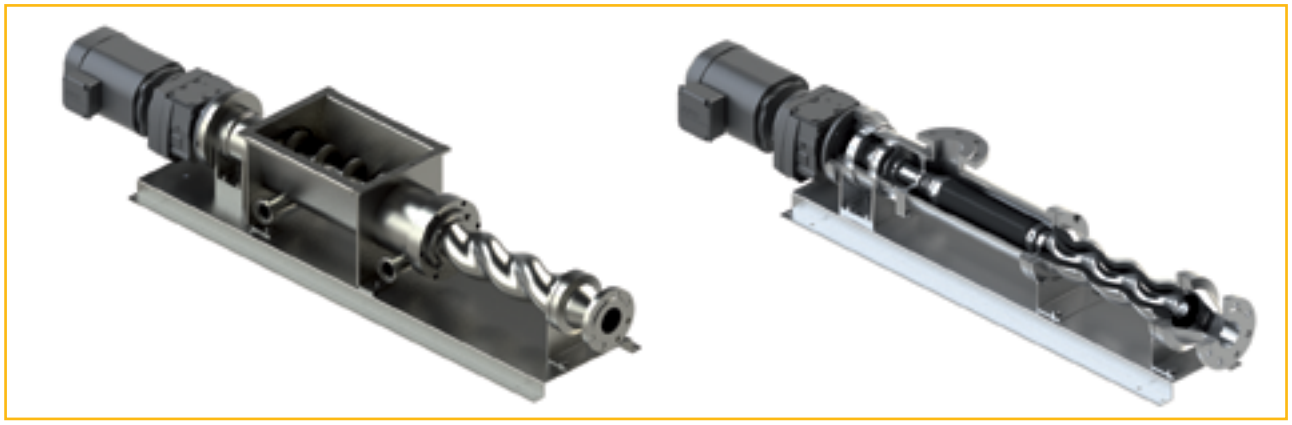


Abb. 3.13: Exzenterschneckenpumpe [Knoll Maschinenbau GmbH/LEWA GmbH]

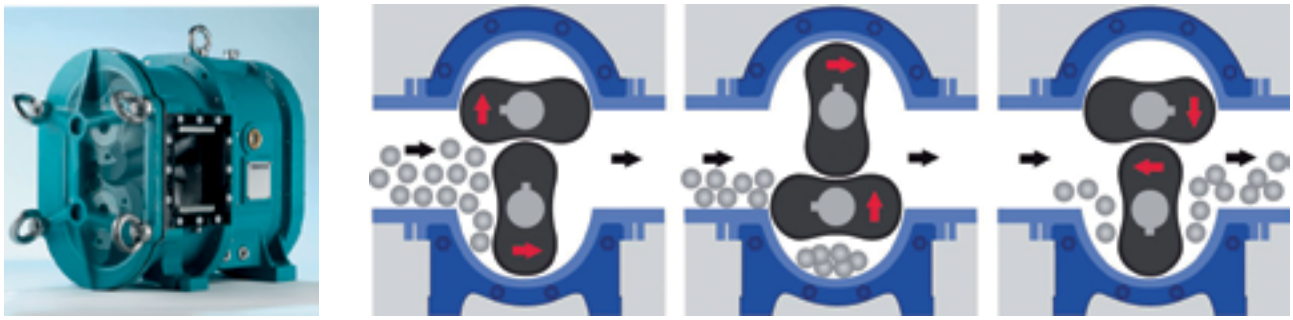


Abb. 3.14: Drehkolbenpumpe (links), Drehkolben-Pumpprinzip (rechts) [Börger GmbH (links), Hugo Vogelsang Maschinenbau GmbH]

TAB. 3.11: KENNWERTE UND EINSATZPARAMETER VON DREHKOLBENPUMPEN

Kennwerte	• Förderdruck: bis zu 12 bar • bei Fördermenge ab 0,1 m^3/min bis ca. 16 m^3/min • Leistungsaufnahme: ca. 2 bis 55 kW
Eignung	• dickflüssige pumpfähige Substrate
Vorteile	+ einfacher, robuster Aufbau + selbstansaugend bis 10 m Wassersäule + zur Substratdosierung geeignet + Förderung größerer Fremd- und Faserstoffe als Exzenterschneckenpumpen + trockenlaufunempfindlich + geringer Platzbedarf + wartungsfreundlich + Förderrichtungsänderung serienmäßig
Besonderheiten	• hohe Drehzahlen bis 1300 U/min sind günstig für die Leistungsoptimierung • nachstellbare Halbschalen optimieren Wirkungsgrad und Standzeit durch Verminderung des Spiels
Bauformen	• als Pumpe in Trockenaufstellung
Wartung	• aufgrund des Aufbaues wartungsfreundlich, es werden nur kurze Betriebsunterbrechungen notwendig

Transport von stapelbaren Substraten

Stapelbare Substrate müssen in der Nassvergärung bis zur Materialeinbringung bzw. bis zur Anmaischung transportiert werden. Die meisten Wege werden mit einem üblichen Lader zurückgelegt. Erst für die automatisierte Beschickung werden Kratzböden, Overhead-Schubstangen und Förderschnecken eingesetzt. Kratzböden und Overhead-Schubstangen sind in der Lage, nahezu alle stapelbaren Substrate horizontal oder mit einer leichten Steigung zu fördern. Sie können jedoch nicht für die Dosierung verwendet werden. Sie ermöglichen die Anwendung von sehr großen Vorlagebehältern. Förderschnecken können stapelbare Substrate in nahezu alle Richtungen transportieren. Vorbedingung ist hier nur die Freiheit von großen Steinen und die Zerkleinerung des Substrates, dass es von der Schnecke ergriffen werden kann und in die Schneckenwindungen passt. Automatische Beschickungssysteme für stapelbare Substrate stellen oftmals eine Einheit mit den Einbringungsaggregaten an der Biogasanlage dar.

Abb. 3.15: Vor- bzw. Annahmegrube bei der Beschickung [Paterson, FNR; Hugo Vogelsang Maschinenbau GmbH]

In den bekannten Feststoffvergärungsanlagen nach dem Garagenprinzip werden die stapelfähigen Substrate ausschließlich mit dem Radlader bewegt oder direkt durch Ladewagen mit Schubbodentechnik o. ä. beschickt.

Einbringung pumpfähiger Substrate

Pumpfähige Substrate werden in der Regel über in den Boden eingelassene, substratdichte Vorgruben aus Beton, in denen die anfallende Gülle zwischengespeichert und homogenisiert wird, eingebracht. Die Vorgruben sollten so ausgelegt sein, dass mindestens ein bis zwei Tagesmengen in ihnen gespeichert werden können. Häufig werden vorhandene Güllesammelgruben im landwirtschaftlichen Betrieb genutzt. Verfügt die Biogasanlage nicht über eine getrennte Zugabemöglichkeit zur Direkteinbringung von Kosubstraten, werden auch stapelbare Substrate in der Vorgrube gemischt, zerkleinert, homogenisiert und wenn nötig zur Herstellung pumpfähiger Gemische angemaischt (vgl. Abschnitt Indirekter Eintrag über die Vorgrube). Die Kenndaten von Vorgruben sind in Tabelle 3.12 zusammengefasst, ein Beispiel ist in Abbildung 3.15 dargestellt.

Flüssige (Ko)substrate können auch direkt über einen normierten Tankstutzen in den Fermenter oder einen beliebigen Vorlagebehälter eingetankt werden. Die Vorlagebehälter sind dann technisch den Substrateigenschaften anzupassen. Technische Notwendigkeiten können u. a. chemisch beständige Behältermaterialien, Beheizungsmöglichkeiten, Rührvorrichtungen und geruchsmindernde oder gasdichte Abdeckungen sein.

Einbringung von stapelbaren Substraten

Der Feststoffeintrag in den Fermenter kann direkt oder indirekt erfolgen. Beim indirekten Eintrag werden stapelbare Substrate in die Vorgrube oder in die Substratleitung zum Fermenter eingebracht (vgl. Abbildung 3.16). Mit dem direkten Feststoffeintrag ist es möglich, feste Substrate unter Umgehung des Anmischens in der Vorgrube oder Flüssigkeitsleitung direkt in den Fermenter einzubringen (vergleiche Abbildung 3.17). Kofermente können so unabhängig von der Gülle und in regelmäßigen Abständen eingespeist werden [3-8]. Außerdem ist es möglich, den Trockensubstanzgehalt im Fermenter zu erhöhen und damit die Biogasproduktivität zu steigern.

Indirekter Eintrag über die Vorgrube

Verfügt die Biogasanlage nicht über eine getrennte Zugabemöglichkeit zur Direkteinbringung von Kosubstraten, werden stapelbare Substrate in der Vorgrube gemischt, zerkleinert, homogenisiert und wenn nötig zur Herstellung pumpfähiger Gemische angemaischt. Aus diesem Grund sind Vorgruben mit Rührwerken, wenn nötig in Kombination mit Reiß- und Schneidwerkzeugen zur Zerkleinerung der Substrate, ausgestattet. Werden störstoffhaltige Substrate verarbeitet, dient die Vorgrube auch zur Abtrennung von Steinen und Sinkschichten, sie können z. B. mittels Kratzböden und Förderschnecken konzentriert und ausgetragen werden [3-3]. Aus Sicht der Emissionsminderung kann diese Art der Beschickung allerdings nicht empfohlen werden. Sollte zur Vermeidung von Geruchsemissionen die Vorgrube abgedeckt werden, sollte die Abdeckung allerdings so ausgeführt sein, dass ein Öffnen der Vorgrube und damit eine

TAB. 3.12: KENNWERTE UND EINSATZPARAMETER VON VORGRUBEN

Kennwerte	• Herstellung aus wasserdichtem Beton, meist aus Stahlbeton • das Volumen sollte ein bis zwei Tagesmengen an Substrat aufnehmen können
Eignung	• pumpfähige, rührbare Substrate • bei Einsatz von Zerkleinerungstechnik auch stapelbare Substrate
Besonderheiten	• gute Homogenisierung und Vermischung der Substrate möglich • Bildung von Sinkschichten aus Steinen möglich • Sinkschichtentnahme sollte über Pumpensumpf, Sammelgruben oder über Räumaggregate ermöglicht werden • Abdeckung der Vorgrube ist wegen Geruchsemissionen empfehlenswert • Feststoffeinbringung kann zu Verstopfungen, Sink- und Schwimmschichten führen
Bauformen	• runde oder viereckige ebenerdig abschließende oder aus dem Boden herausragende Gruben und Behälter, deren Befüllungseinrichtung noch mit einem Radlader erreicht werden kann • höherliegende Gruben im Vergleich zum Fermenter sind vorteilhaft, da durch das entstehende hydraulische Gefälle auf den Einsatz von Fördertechnik verzichtet werden kann • die Umwälzung kann mit gleichen Technologien realisiert werden, wie in den Fermentern
Wartung	• bei fehlender Sinkschichtentnahme manuelle Sinkschichtentfernung notwendig • ansonsten kaum Wartungsaufwand; die Wartung der technischen Aggregate wird in den jeweiligen Kapiteln beschrieben

problemlose Entnahme von abgesetzten Sinkstoffen weiterhin möglich sind.

Die Befüllung erfolgt bspw. mit Radladern oder anderen mobilen Geräten sowie mittels automatisierten Feststoffeintragssystemen. Die Zuführung des Feststoff-Flüssigkeitsgemisches in den Fermenter erfolgt dann durch geeignete Pumpen. Die Kenndaten von Vorgruben sind in Tabelle 3.12 zusammengefasst, ein Beispiel ist in Abbildung 3.15 dargestellt.

Indirekter Eintrag in den Flüssigkeitsstrom

Alternativ zum Eintrag über eine Vorgrube können feste Substrate wie z. B. Bioabfälle, Silage und Mist auch mittels geeigneten Dosiereinrichtungen, wie Rachentrichterpumpen, in den Flüssigkeitsstrom eingetragen werden (vgl. Abbildung 3.18). Der Eintrag kann durch Eindrücken in die Substratleitung oder mittels direkter Durchströmung der Eintragseinrichtung geschehen, mit dem Eintrag kann auch eine grobe Zerkleinerung der Substrate einhergehen. Abhängig vom TS-Gehalt und der Menge der einzutragenden Substrate kann die Eintragsvorrichtung in ihrer Förderleistung angepasst werden. Als Flüssigkeitsstrom kann Gülle aus einer Vorgrube/Vorlage oder Substrat aus der Vergärungsanlage oder den Gärrückstandslagern verwendet werden. Derartige Systeme finden auch bei mittleren bis großen Biogasanlagen Verwendung, da ein modularer Aufbau eine gewisse Flexibilität und Ausfallsicherheit garantiert [3-17].

Die wichtigsten Eigenschaften von indirekten Eintragssystemen sind in Tabelle 3.13 zusammengefasst.

Direkter Eintrag mittels Presskolben

Bei der Einbringung mittels Eintragskolben werden die Substrate mittels Hydraulikzylinder durch eine Öffnung in der Fermenterwand nahe der Fermentersohle direkt in den Fermenter eingebracht. Durch die bodennahe Einbringung werden sie mit Gülle durchtränkt und so die Gefahr der Schwimmschichtenbildung reduziert. Das System ist mit gegeneinander laufenden Mischwalzen ausgestattet, welche die Substrate in den darun-

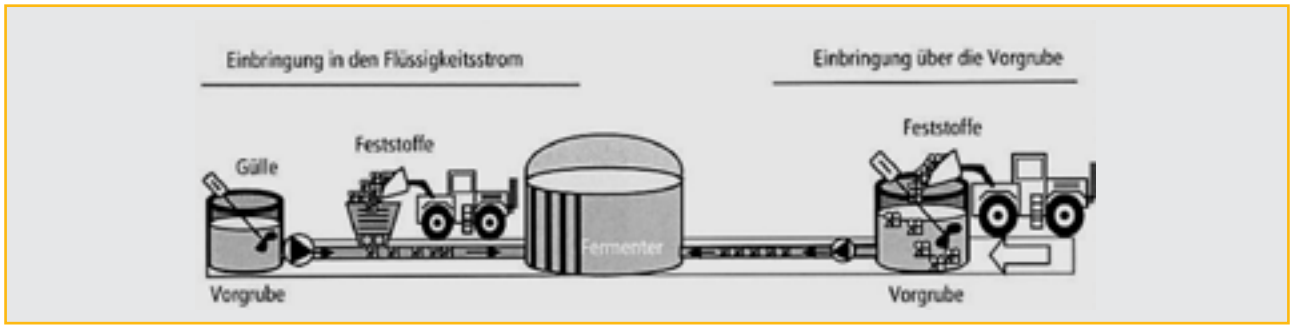


Abb. 3.16: Indirekter Feststoffeintrag (Schema) [3-1]

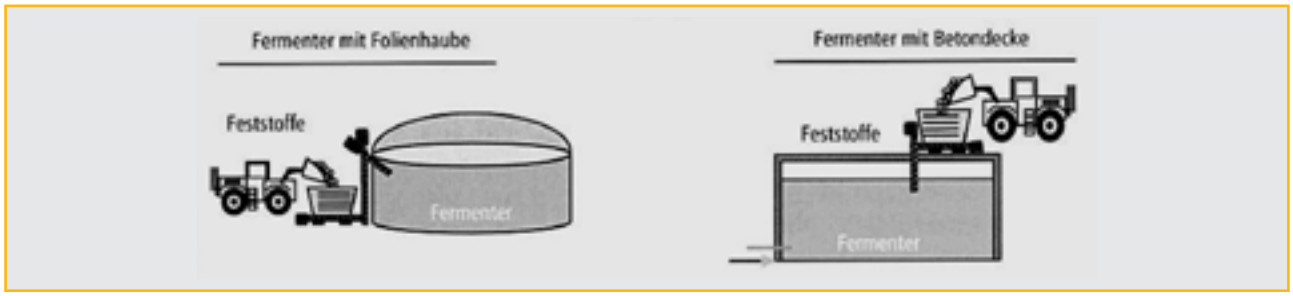


Abb. 3.17: Direkter Feststoffeintrag (Schema) [3-1]

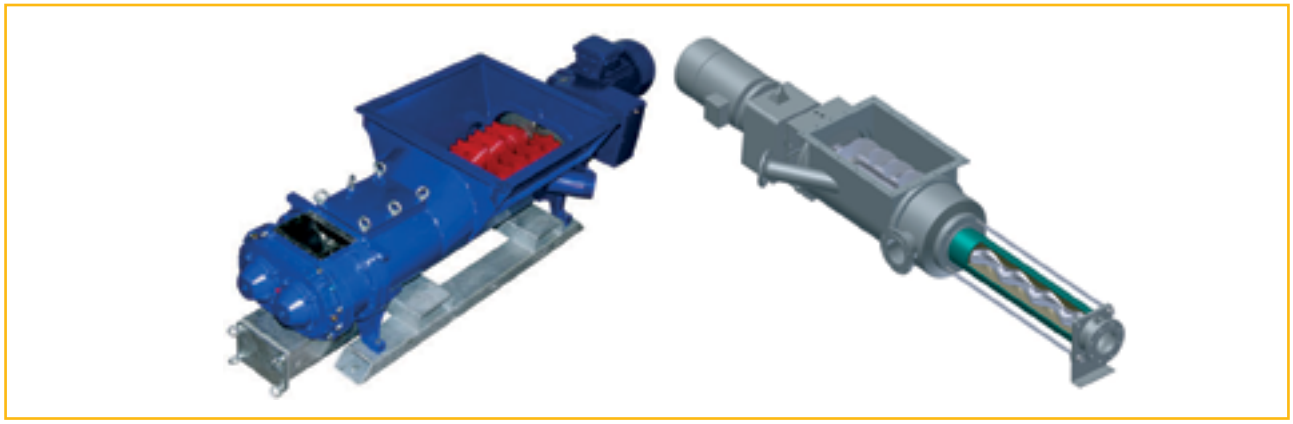


Abb. 3.18: Rachentrichterpumpen mit integrierter Drehkolbenpumpe (links) und Exzenterschneckenpumpe (rechts) [Hugo Vogelsang Maschinenbau GmbH (links), Netzsch Mohnopumpen GmbH]

TAB. 3.13: EIGENSCHAFTEN VON RACHENTRICHTERPUMPEN ZUM FESTSTOFFEINTRAG IN DEN FLÜSSIGKEITSSTROM

Kennwerte	• Förderdruck: bis zu 48 bar • Fördermenge Suspension: 0,5–1,1 m³/min (je nach Pumpentyp und zu fördernder Suspension) • Fördermenge Feststoffe: ca. 4–12 t/h (zweiwellige Schneckenzuführung mit Zerkleinerung)
Eignung	• für vorzerkleinerte und weitestgehend störstofffreie Substrate geeignet
Vorteile	+ hohes Saug- und Druckvermögen + robuster Aufbau, teils mit Verschleißschutz lieferbar + zur Dosierung geeignet + Zerkleinerung durch Reißwerkzeuge an den Zuführschnecken möglich
Nachteile	- teilweise empfindlich gegen Störstoffe (Steine, langfasrige Stoffe, Metallteile)
Besonderheiten	• Zerkleinern, Mischen und Anmaischen in einem Schritt möglich • Zuführung der Feststoffe beliebig gestaltbar (per Radlader, Fördereinrichtungen, Vorlageeinheiten) • Zuführung der Flüssigphase durch separate Pumpe
Bauformen	• als Aggregat in Trockenaufstellung • Ein- oder Doppelwellige Schneckenzuführung der Substrate in den Flüssigkeitsstrom/zur Pumpeinheit, Schnecken teils gezahnt zur Substratzerkleinerung • bevorzugte Pumpen: Drehkolben und Exzenterschneckenpumpe, teils in Rachentrichterpumpe integriert
Wartung	• aufgrund des Aufbaues wartungsfreundlich, es werden nur kurze Betriebsunterbrechungen notwendig

Abb. 3.19: Einbringung stapelbarer Biomasse [PlanET Biogastechnik GmbH]

ter liegenden Zylinder befördern und gleichzeitig langfaserige Stoffe zerkleinern [3-1]. Das Eintragssystem ist meist mit einem Vorlagebehälter gekoppelt bzw. unter diesem installiert. Die Presskolbentechnik wird unter anderem aufgrund ihrer Störanfälligkeit inzwischen nicht mehr angeboten und ist somit nur noch auf älteren Biogasanlagen im Einsatz. Kennwerte und Einsatzparameter von Eintragskolben sind in Tabelle 3.14 zusammengefasst..

Direkter Eintrag mittels Schnecken

Bei der Zufuhr mittels Eintrags- bzw. Förderschnecken wird das Substrat durch Stopfschnecken unterhalb des im Fermenter befindlichen Flüssigkeitsspiegels gedrückt. So ist gesichert, dass kein Gas über den Schneckengang austreten kann. Der dafür notwendige Füllstand im Fermenter ist regelmäßig zu kontrollieren. Im einfachsten Fall steht bei dieser Methode der Dosierer auf dem Fermenter, so dass nur eine vertikal verlaufende Schnecke zur Einbringung notwendig ist. Ansonsten muss die Höhe des Fermenters mit Steigschnecken überwunden werden. Zur Beschickung der Schnecke kann diese mit beliebigen Vorlagebehältern, welche z.T. über Zerkleinerungswerkzeuge verfügen, eingesetzt werden [3-8]. Kennwerte von Einbringungssystemen mit Förderschnecken sind in Tabelle 3.15 zusammengefasst, ein Beispiel ist in Abbildung 3.20 veranschaulicht.

Direkter Eintrag mittels Schubboden

Bei größeren Anlagen werden oft Schubbodenanlagen als Ergänzung zu den verschiedenen Eintragssystemen verwendet. Sie dienen der besseren Organisation der Arbeitszeit und können direkt mit abkippenden Fahrzeugen oder auch mit Radladern oder ähnlichen Geräten beschickt werden. Je nach Dimensionierung kann eine Substratbevorratung für einen Tag oder mehrere Tage erfolgen. Dadurch können über einen entsprechenden Zeitraum die verschiedenen möglichen Zuführaggregate (v.a. Schnecken, Mischpumpen, Förderbänder) automatisch beschickt werden.

TAB. 3.14: KENNWERTE UND EINSATZPARAMETER VON EINTRAGSKOLBEN

Kennwerte	• Material meist Edelstahl, Kolben in geschlossenem Gehäuse untergebracht • Eintrag in den Fermenter: horizontal, Zugabe auch am Fermenterboden möglich • Hand- und Automatikventil notwendig, falls Fermenterfüllstand über Oberkante des Vorlagebehälters
Eignung	• alle üblichen stapelbaren Kosubstrate, je nach Schneckentechnik auch langfaserig und mit Steinen
Vorteile	+ weitgehend geruchsfrei + sehr gute Dosierbarkeit + automatisierbar
Nachteile	- Gefahr der Sinkschichtenbildung im Fermenter durch Verklumpung des eingepressten Substrates, damit nicht optimal zugänglich für die Mikroorganismen im Fermenter - nur horizontaler Substrattransport möglich - es kann immer nur ein Fermenter aus der Vorlage gefüttert werden
Besonderheiten	• Zuführung muss flüssigkeitsdicht ausgeführt sein • Einfüllhöhe und -größe sind mit der vorhandenen Fülltechnik im Betrieb abzustimmen • Zerteilung des Presspfropfens durch ein Messerkreuz wird angeboten und erscheint aufgrund der Verklumpungsgefahr sehr sinnvoll • Platzbedarf direkt neben dem Fermenter • gewichtsabhängige Dosierung mit Kolben bei Installation von Wiegetechnik an der Vorlageeinheit ist möglich
Bauformen	• Hydraulikzylinder mit hydraulisch oder elektrisch angetriebenen Zuführungsschnecken • flexibel mit verschiedenen Vorlagesystemen kombinierbar (z. B. Vorlagetrichter, Schubbodencontainer, Futtermischwagen)
Wartung	• Aufgrund der beweglichen Technik ist mit regelmäßigem Wartungsaufwand zu rechnen • Wartung des Kolbens ist mit einer z. T. erheblichen Prozessunterbrechung, evtl. auch mit einer Leerung des Fermenters verbunden

TAB. 3.15: KENNWERTE UND EINSATZPARAMETER VON EINTRAGSSCHNECKEN

Kennwerte	• Material meist Edelstahl, in geschlossenem Gehäuse untergebracht • Eintrag in den Fermenter: horizontal, vertikal oder schräg von oben • Zugabe knapp unter den Flüssigkeitsspiegel • Hand- und Automatikventil notwendig, falls Fermenterfüllstand über Oberkante des Vorlagebehälters
Eignung	• alle üblichen stapelbaren Kosubstrate mit Steinen, die kleiner als die Schneckenwindungen sind • Transport gehäckselter und langfaseriger Substrate könnte problematisch sein
Vorteile	+ Förderrichtung spielt keine Rolle + automatisierbar + mehrere Fermenter können aus einer Vorlage beschickt werden (z. B. über eine Steigschnecke mit nachfolgender Verteilung auf 2 Stopfschnecken)
Nachteile	- Abrieb in den Schneckengehäusen und an den Schnecken - Empfindlichkeit gegenüber größeren Steinen und anderen Störstoffen (abh. von Größe der Schneckenwindung)
Besonderheiten	• Transport angemaischter Substrate ist möglich • Gasaustritt durch die Schnecken muss verhindert werden • gewichtsabhängige Dosierung mit Schnecken bei Installation von Wiegetechnik an der Vorlageeinheit ist möglich • Platzbedarf direkt neben dem Fermenter • Einfüllhöhe und -größe sind mit der vorhandenen Fülltechnik im Betrieb abzustimmen
Bauformen	• Stopfschnecke aus Vorlagebehälter senkrecht, waagerecht oder diagonal in den Fermenter • Steigschneckensystem zur Überwindung der Fermenterhöhe (vertikaler Transport) • flexibel mit verschiedenen Vorlagesystem kombinierbar (z. B. Vorlagetrichter, Schubbodencontainer, Futtermischwagen)
Wartung	• Aufgrund der beweglichen Technik ist mit regelmäßigem Wartungsaufwand zu rechnen • Verstopfungen oder eingeklemmte Störstoffe sind von Hand zu beseitigen • Wartung der Schnecke, die die Förderung in den Fermenter realisiert, ist mit einer z. T. erheblichen Prozessunterbrechung verbunden

Abb. 3.20: Einbringung stapelbarer Biomasse mit Förderschnecken [DBFZ]

Abb. 3.21: Rohrleitungen und Armaturen in einer Pumpstation, Absperrschieber [DBFZ]

Vermusung der Biomasse

Die Kofermente (z. B. Rüben) werden mit in der Rübenverarbeitung üblichen Zerkleinerungsaggregaten aufbereitet, so dass sie einen pumpfähigen Zustand erreichen. Der dabei verbleibende Trockensubstanzgehalt beträgt bis zu 18 %. Die verflüssigten Substrate werden in entsprechenden Behältern gelagert und unter Umgehung der Vorgrube direkt mit den in Abschnitt Transport und Einbringung erläuterten Aggregaten in den Fermenter gepumpt. Durch dieses Verfahren lässt sich beim Einsatz von Gülle als Grundsubstrat keine Erhöhung des Trockensubstanzgehaltes im Fermenter erzielen [3-8].

Einspülschächte

Einspülschächte stellen eine sehr robuste und technisch einfache Lösung für den Eintrag von Substraten dar, sie können leicht mittels Radladern befüllt werden und ermöglichen auch eine sehr schnelle Zugabe von größeren Substratmengen. Bei älteren Kleinanlagen ist diese Technik noch anzutreffen, sie ist sehr preiswert und erfordert im Prinzip keine Wartung. Aufgrund der unmittelbaren Einbindung in den Fermenter können allerdings erhebliche Geruchsprobleme und die Freisetzung von Methan aus dem Fermenter auftreten, weswegen diese Technik bei der Errichtung von Neuanlagen heute keine Rolle mehr spielt [3-17].

Einbringung von stapelbaren Substraten in der Feststoffvergärung (Garagenverfahren)

Aufgrund der einfachen Befahrbarkeit der Boxenfermenter ist bei den betriebenen Anlagen keine Automatisierung der Beschickung vorgesehen. Sowohl Beschickung als auch Entleerung werden mit der in der Landwirtschaft üblichen Transporttechnik, meist mit Radladern, durchgeführt.

Armaturen und Rohrleitungen

Die eingesetzten Armaturen und Rohrleitungen müssen medien- und korrosionsbeständig sein. Armaturen wie Kupplungen, Absperrschieber, Rückschlagklappen, Reinigungsöffnungen und Manometer müssen gut erreichbar und bedienbar sein sowie frostfrei verbaut werden. Die „Sicherheitsregeln für Biogasanlagen“ der landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaft enthalten Hinweise zu den an Rohrleitungen und Armaturen gestellten Anforderungen und können eine Hilfestellung sein, die entsprechenden gesetzlichen und technischen Vorschriften im Hinblick auf Materialeigenschaften, Sicherheitsvorkehrungen und Dichtigkeitsprüfungen für einen sicheren Betrieb der Biogasanlage einzuhalten [3-18].

Als außerordentlich bedeutender Faktor hat sich herausgestellt, dass aus Gasleitungen an allen Stellen die Möglichkeit bestehen muss, Kondensat abzulassen beziehungsweise die

TAB. 3.16: KENNWERTE VON ARMATUREN UND ROHRLEITUNGEN FÜR FLÜSSIGKEITSLEITUNGEN

Kennwerte	• Rohrleitungsmaterial: PVC, HDPE, Stahl oder Edelstahl, je nach Medienbelastung und Druckstufe • Verbindungen sind geflanscht, verschweißt oder verklebt ausgeführt • Druckleitungen sollten 150 mm, nicht unter Druck stehende Leitungen (Überlauf und Rücklaufleitungen) sollten je nach Substrat 200–300 mm Durchmesser haben • alle Materialien müssen dem Substrat gegenüber chemisch beständig sein und müssen dem maximalen Pumpendruck standhalten (Druckleitung)
Besonderheiten	• Schieber dichten als Keilflachschieber sehr gut ab, sind aber störstoffempfindlich • Messerschieber trennen faserhaltige Stoffe durch • für schnell lösbare Rohrverbindungen sollten Kugelkopfschnellverschlüsse verwendet werden • bei allen Armaturen und Rohrleitungen ist auf Frostfreiheit zu achten, bei warmen Substrat sollte eine Isolierung angebracht werden • Rohrverlegung immer mit 1–2 % Gefälle, um Entleerung zu ermöglichen • Rücklauf von Substrat aus dem Fermenter in die Vorgrube durch entsprechende Leitungsverlegung verhindern • bei Rohrverlegung im Boden auf gute Verdichtung vor der Installation achten • vor Rückschlagklappen sind Schieber zu installieren, falls die Rückschlagklappe durch Störstoffe nicht mehr schließt • Gusseisenleitungen ungünstig, da sie eher zu Ablagerungen neigen als bspw. glattwandige Kunststoffrohre

TAB. 3.17: KENNWERTE VON ARMATUREN UND ROHRLEITUNGEN FÜR GASLEITUNGEN

Kennwerte	• Rohrleitungsmaterial: HDPE, PVC, Stahl oder Edelstahl (keine Rohre aus Kupfer und anderen Buntmetallen!) • Verbindungen sind geflanscht, verschweißt, verklebt oder verschraubt ausgeführt
Besonderheiten	• bei allen Armaturen und Rohrleitungen ist auf Frostfreiheit zu achten • Rohrverlegung immer mit Gefälle, um ungewollte Kondensatansammlungen zu vermeiden (Verstopfungsgefahr) • Kondensat muss aus allen Gasleitungen abgelassen werden können, Entwässerung über Kondensatschacht • alle Armaturen müssen leicht zugänglich, gut zu warten und von einem sicheren Stand aus bedienbar sein • bei Rohrverlegung im Boden auf gute Verdichtung vor der Installation achten, spannungsfreie Verlegung, ggf. sind Kompensatoren oder U-Bögen einzuplanen

Abb. 3.22: Arbeitsbühne zwischen zwei Behältern mit Rohrleitungen und Drucksicherungen (links); Gasleitung mit Verdichtergebläse (rechts) [MT-Energie GmbH (links), DBFZ (rechts)]

Leitungen mit soviel Gefälle gebaut werden müssen, dass auch leichte Setzungen noch nicht zu nicht vorgesehenen Hochpunkten in den Leitungen führen. Aufgrund der geringen Drücke im System können bereits sehr geringe Kondenswassermengen zu einer vollständigen Leitungsverstopfung führen. Die wichtigsten Kenngrößen für flüssigkeits- und gasführende Leitungen sind in den Tabellen 3.16 und 3.17 zusammengefasst. Einen Eindruck vermitteln die Abbildungen 3.21 und 3.22.

3.2.2 Biogasgewinnung

3.2.2.1 Fermenterbauformen

Die Fermenterbauformen sind eng an das Vergärungsverfahren gebunden. Für die Substratvergärung können Verfahren mit Volldurchmischung, Pfropfenströmungsverfahren und Sonderverfahren zum Einsatz kommen.

Verfahren mit Volldurchmischung

Vorwiegend im Bereich der landwirtschaftlichen Biogaserzeugung werden volldurchmischte Reaktoren in zylindrischer,

TAB. 3.18: EIGENSCHAFTEN VON VOLLDURCHMISCHTEN BIOGASREAKTOREN; NACH [3-1] UND [3-3]

Kennwerte	• Baugröße bis oberhalb von 6.000 m³ möglich, die Durchmischung und die Prozesskontrolle werden aber mit zunehmender Größe technisch anspruchsvoller • Ausführung i. d. R. aus Beton oder Stahl
Eignung	• grundsätzlich alle Substrattypen, vorzugsweise pumpfähige Substrate mit geringem und mittlerem Trockensubstanzgehalt • Rühr- und Fördertechnik muss an Substrate angepasst werden • Rückführung bei reiner Nawaro-Vergärung • für kontinuierliche, quasikontinuierliche und diskontinuierliche Beschickung geeignet
Vorteile	+ kostengünstige Bauweise bei Reaktorvolumina oberhalb 300 m³ + variabler Betrieb als Durchfluss- oder Durchfluss-Speicher-Verfahren + technische Aggregate können je nach Bauart meist ohne Fermenterleerung gewartet werden
Nachteile	- Kurzschlussströmungen sind möglich und wahrscheinlich, dadurch keine Sicherheit bei der Verweilzeitangabe - Schwimmdecken- und Sinkschichtenbildung möglich
Besonderheiten	• Sedimentaustrag bei einigen Substraten zu empfehlen (z. B. Hühnermist wg. Kalksediment), Kratzboden mit Austragschnecke
Bauformen	• stehende zylindrische Behälter oberirdisch oder ebenerdig abschließend • die Durchmischungseinrichtungen müssen sehr leistungsfähig sein; bei ausschließlicher Güllevergärung kann auch eine pneumatische Umwälzung durch Biogaseinpressung eingesetzt werden • Umwälzungsmöglichkeiten: Tauchmotorrührwerke im freien Reaktorraum, axiales Rührwerk in einem zentralen vertikalen Leitrohr, hydraulische Umwälzung mit externen Pumpen, pneumatische Umwälzung durch Biogaseinpressung in ein vertikales Leitrohr, pneumatische Umwälzung durch flächige Biogaseinpressung durch Düsen am Reaktorboden
Wartung	• Mannloch erleichtert Begehbarkeit

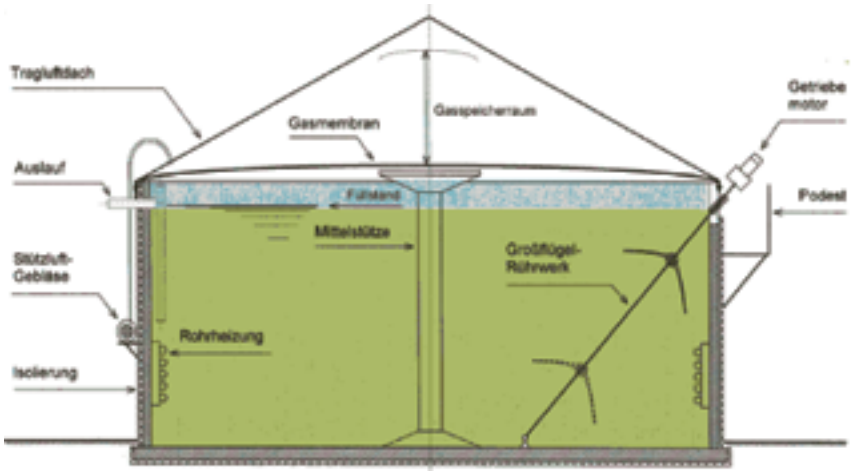


Abb. 3.23: Volldurchmischter Fermenter mit Langachsrührwerk und weiteren Einbauten [Anlagen- und Apparatebau Lüthe GmbH]

stehender Bauform angewendet. Diese repräsentierten 2009 etwa 90 % des Anlagenbestandes. Die Fermenter bestehen aus einem Behälter mit Betonboden und Wänden aus Stahl oder Stahlbeton. Der Behälter kann ganz oder teilweise im Boden versenkt oder vollständig oberirdisch errichtet werden.

Auf den Behälter wird gasdicht eine Abdeckung aufgebaut, die je nach Anforderungen und Konstruktionsweise verschiedenartig ausgeführt wird. Zur Anwendung kommen meist Folienendächer und Betondecken. Die Volldurchmischung wird durch Rührwerke im bzw. am Reaktor realisiert. Die spezifischen Eigenschaften werden in Tabelle 3.18 dargestellt, ein Schnittbild zeigt Abbildung 3.23. Auf die unterschiedlichen Rührwerksformen wird in 3.2.2.3 näher eingegangen.

Pfropfenstromverfahren

Biogasanlagen mit Pfropfenströmung – bei Nassvergärung auch als Tank-Durchflussanlagen bekannt – nutzen den Verdrängungseffekt von zugeführtem frischen Substrat, um eine Pfropfenströmung durch einen Fermenter mit rundem oder rechteckigem Querschnitt hervorzurufen. Eine Durchmischung quer zur Strömungsrichtung wird meist durch Paddelwellen oder eine speziell konstruierte Strömungsleitung realisiert. Die Eigenschaften solcher Anlagen sind in Tabelle 3.19 charakterisiert.

Grundsätzlich gibt es liegende und stehende Pfropfenstromfermenter. In der Landwirtschaft kommen fast ausschließlich die liegenden Fementer zum Einsatz. Stehende Fermenter nach

TAB. 3.19: EIGENSCHAFTEN VON BIOGASREAKTOREN MIT PFROPFENSTRÖMUNG; NACH [3-1] UND [3-3]

Kennwerte	• Baugröße: bei liegenden Fermentern bis 800 m³, bei stehenden Fermentern bis ca. 2.500 m³ • Material: vorwiegend Stahl und Edelstahl, auch Stahlbeton
Eignung	• Nassvergärung: für pumpfähige Substrate mit hohem Trockensubstanzgehalt geeignet • Feststoffvergärung: Rühr- und Fördertechnik muss an Substrate angepasst werden • für quasikontinuierliche bzw. kontinuierliche Beschickung vorgesehen
Vorteile	+ kompakte, kostengünstige Bauweise bei Kleinanlagen + Trennung der Gärstufen im Pfropfenstrom + bauartbedingte Vermeidung von Schwimmdecken und Sinkschichten + Einhaltung von Verweilzeiten durch weitgehende Vermeidung von Kurzschlussströmungen + geringe Verweilzeiten + effektiv beheizbar, auf Grund der kompakten Bauweise geringe Wärmeverluste + Nassvergärung: es können leistungsfähige, funktionssichere und energiesparende Rührwerke eingesetzt werden
Nachteile	- Platzbedarf der Behälter - Animpfung des Frischmateriales fehlt oder muss durch Rückführung von Gärrückstand realisiert werden - nur in kleinen Baugrößen wirtschaftlich herstellbar - Wartungsarbeiten am Rührwerk erfordern die vollständige Entleerung des Gärbehälters
Bauformen	• als Pfropfenstromreaktor mit rundem oder eckigem Querschnitt • können horizontal und vertikal hergestellt werden, wobei sie meist liegend angewendet werden • in stehender Bauform wird die Pfropfenströmung meist durch vertikale, selten durch horizontale Einbauten realisiert • können mit und ohne Durchmischungseinrichtungen betrieben werden
Besonderheiten	• Öffnungen für alle anzuschließenden Aggregate und Rohrleitungen sind vorzusehen • zur Sicherheit muss ein Überdruckventil für den Gasraum installiert werden
Wartung	• es ist mindestens ein Mannloch vorzusehen, um den Reaktor im Havariefall begehen zu können • Sicherheitsvorschriften bei Arbeiten im Fermenter müssen beachtet werden

dem Pfropfenstromverfahren werden derzeit nur in Einzelfällen eingesetzt und sind nicht Gegenstand dieser Betrachtung. Der schematische Aufbau wird durch Beispiele für Flüssigvergärung und Feststoffvergärung in den Abbildungen 3.24 bis 3.26 veranschaulicht.

Die meist als liegende Stahltanks ausgeführten Fermenter werden im Werk gebaut und dann ausgeliefert. Der dadurch notwendige Transport der Fermenter zu ihrem Einsatzort ist jedoch nur bis zu einer gewissen Behältergröße möglich. Die Anwendung kommt als Hauptfermenter für kleinere Anlagen oder als Vorfermenter für größere Anlagen mit volldurchmischten Hauptfermentern (Rundbehälter) in Frage. Liegende Fermenter werden auch parallel betrieben, um größere Durchsatzmengen zu realisieren.

Die Möglichkeit, nicht ausgegorenes Substrat ungewollt aus dem Fermenter auszutragen, wird beim Pfropfenstromprinzip verringert und die Aufenthaltszeit kann für das gesamte Material mit höherer Sicherheit gewährleistet werden [3-3].

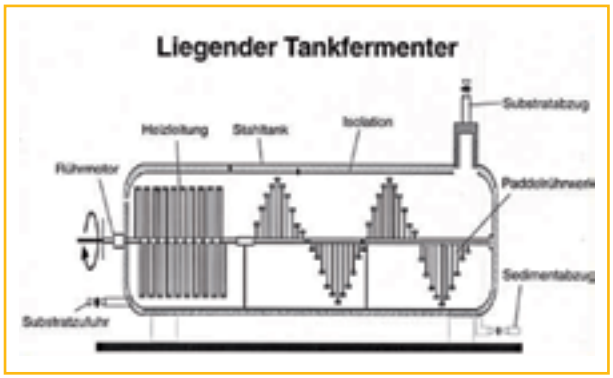


Abb. 3.24: Pfropfenstromreaktor (Nassvergärung) [3-4]

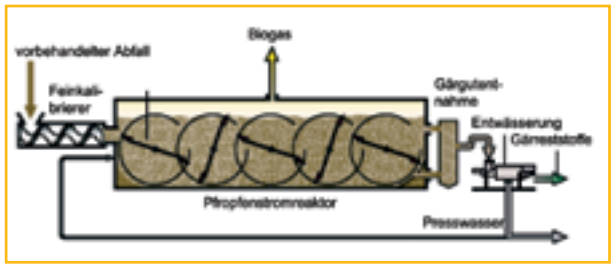


Abb. 3.25: Pfropfenstromreaktor (Feststoffvergärung) [STRABAG Umweltanlagen GmbH]

Batchverfahren

Batchverfahren sind als mobile Containeranlagen oder als stationäre Boxenfermenter ausgestaltet. Die Verfahren haben in den vergangenen Jahren die kommerzielle Stufe erreicht und sich am Markt etabliert. Insbesondere die Boxenfermenter aus Stahlbeton finden im Bereich der Vergärung schüttfähiger Substrate wie Mais- und Grassilage Anwendung.

Im Batchverfahren werden die Fermenter mit Biomasse befüllt, luftdicht verschlossen und erst wieder nach der Ausgasung geöffnet. Befüllung und Entleerung erfolgen in der Regel mit einem Radlader.

Abb. 3.26: Pfropfenstromfermenter; Praxisbeispiele, zylindrisch (links), rechteckig, mit aufgesetztem Gasspeicher (rechts), [Novatech GmbH (links), DBFZ (rechts)]

Abb. 3.27: Beispiel für Boxenfermenter; Fermenterbatterie [Weiland, TI] und Fermentertor [Paterson, FNR]

Um das zu vergärende Gut ausreichend mit anaeroben Bakterien zu versorgen und um entstehende Säuren abzupuffern, wird es mit mind. 40 % ausgefaultem Substrat in einem Verhältnis von 40 % bis zu 60 % (Frischmaterial zu Impfmaterial) vermischt. Zusätzlich wird das Substrat während der gesamten Verweilzeit von 3 bis 6 Wochen über an der Decke angebrachte Düsen mit Perkolat (Perkolat = aus dem Substrat sickernde Überschussflüssigkeit, die rezirkuliert wird) besprüht. Das Perkolat sickert durch das Substrat, wird am Boden über eine Ablaufrinne aufgefangen und in einen Vorratstank gepumpt [3-20]. Das Biogas wird in an den Fermenter angeschlossenen Gassammelleitungen aufgefangen und der energetischen Nutzung zugeführt.

Als zweckmäßig haben sich Fermenterbatterien zu 2 bis 8 Einheiten – meist 4 – herausgestellt. Dadurch wird eine quasikontinuierliche Gasproduktion erreicht.

Bei der Nutzung von Batchverfahren sind besondere Anforderungen für einen emissionsarmen Betrieb zu berücksichtigen (vgl. Kapitel 3.2.5). Ein Beispiel für Boxenfermenter und Fermenterbatterie ist in Abbildung 3.27 dargestellt.

Sonderverfahren

Abweichend von den oben genannten, sehr weit verbreiteten Verfahren für die Nassvergärung und die Feststoffvergärung existieren weitere Verfahren, die nicht klar den oben genannten Kategorien zugeordnet werden können. Es haben sich eine Reihe neuartiger Ansätze herausgebildet, deren künftige Bedeutung derzeit noch nicht abgeschätzt werden kann.

Im Bereich der Sonderverfahren für die Nassvergärung sind in Ostdeutschland Vergärungsverfahren verbreitet, die die Substratdurchmischung in Doppelkammerverfahren (Pfefferkorn-Prinzip) realisieren. Dabei wird die hydraulische Substratumwälzung durch automatischen Druckaufbau, resultierend aus der Gasproduktion und Druckablass bei Erreichen eines festgelegten Überdruckes erreicht. Dadurch kann auf den Einsatz elektrischer Energie für die Umwälzung verzichtet werden. Dafür ist der bauliche Aufwand für den Fermenter höher. Es wurden im landwirtschaftlichen Bereich über 50, auf dieser Technologie basierende Biogasanlagen mit Fermentervolumina zwischen 400 und 6.000 m^3 im Wesentlichen für die Gülleverg ärung mit geringen NawaRo-Anteilen und für die Klärschlammvergärung errichtet. Der Aufbau eines Doppelkammer-Fermenters ist in Abbildung 3.28 veranschaulicht.

Im Bereich der Feststoffvergärung hat sich das Batch-Prinzip in verschiedenen Sonderformen ausgeprägt. Bei aller Unterschiedlichkeit ist den Verfahren ein geschlossener Raum für schüttfähige Substrate gemein.

Als sehr einfache Lösung hat sich aus der Silagetechnik heraus die Folienschlauchvergärung entwickelt. Hierbei wird ein

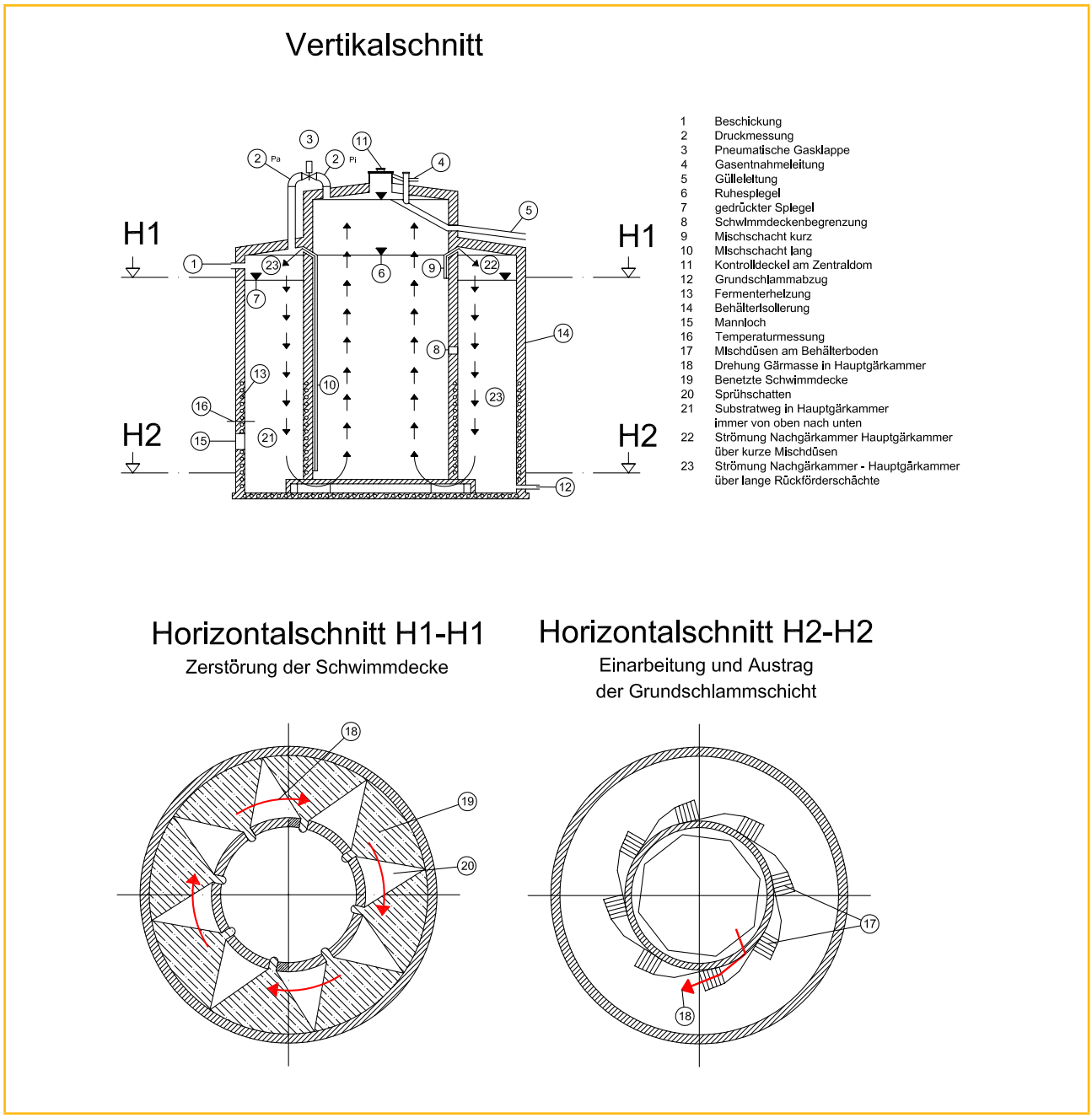


Abb. 3.28: Prinzipskizze Pfefferkorn-Fermenter [AgroNet Dresden GmbH]

Abb. 3.29: Beispiele für Sonderbauformen in der Feststoffvergärung; Aufstauverfahren (links), durchmischte Boxenfermenter (Mitte), Methanstufe des Trocken-Nassvergärungsverfahrens und externer Gasspeicher (rechts) [ATB Potsdam (links), Mineralit GmbH (Mitte), GICON GmbH (rechts)]

gasdichter Kunststoffschlauch bis zu 100 m Länge auf einer beheizbaren Betonplatte über eine Befülleinrichtung mit dem Gärgut beschickt. Das Biogas wird über eine integrierte Sammelleitung gefasst und zu einem BHKW abgeführt.

Als Aufstauverfahren wird ein System mit Beladung über die Oberseite bezeichnet. Das Befeuchten des Substrates beschränkt sich auf eine periodische Perkolation, bis das Gärgut unter Flüssigkeit steht.

Eine Neuentwicklung stellt das zweistufige Verfahren mit durchmischten Boxenfermentern dar. Durch eingebaute Schneckenwellen in den Fermentern wird das Material homogenisiert, Förderschnecken sorgen für den Transport in die nächste Stufe. Die Batchfermenter sind torlos ausgefertigt. Das schüttfähige Gärgut wird stattdessen vollständig gekapselt über Schneckenförderer ein- und ausgeführt.

Ein zweistufiges Feststoff-Nassvergärungsverfahren vollzieht in einer Boxenkammer eine Hydrolyse und das Auswaschen des Gärgutes. Die Flüssigkeit aus Hydrolyse und Auswaschen wird in einen Hydrolysetank verbracht. Von dort wird die Methanstufe beschickt. Das Verfahren ist in der Lage, die Methanbildung innerhalb weniger Stunden ein- und abzuschalten und ist daher als Regelenergie geeignet. Einige Beispiele zu den Sonderbauformen zeigt Abbildung 3.29.

3.2.2.2 Konstruktion der Fermenter

Die Fermenter bestehen im Wesentlichen aus dem eigentlichen Gärbehälter, der wärmegedämmt errichtet wird, einem Heizsystem, Mischaggregaten und Austragssystemen für Sedimente und das vergorene Substrat.

Behälterkonstruktion

Fermenter werden entweder aus Stahl, Edelstahl oder Stahlbeton konstruiert.

Stahlbeton wird durch Wassersättigung ausreichend gasdicht, wobei die dafür benötigte Feuchte in Substrat und Biogas enthalten ist. Die Fermenter werden vor Ort aus Beton gegossen oder aus Fertigteilen zusammengesetzt. Bei Betonbehältern besteht die Möglichkeit, wenn dies die Untergrundbeschaffenheit zulässt, sie ganz oder teilweise in den Boden abzusenken. Die Behälterdecke kann aus Beton, bei abgesenkten Behältern auch befahrbar, ausgeführt sein, wobei das Biogas in einem externen Gasspeicher gespeichert wird. Soll der Fermenter gleichzeitig als Gasspeicher dienen, kommen gasdichte Foliendächer zum Einsatz. Ab einer gewissen Behältergröße ist es notwendig, bei Betondecken Mittelstützen zu verwenden. Hier besteht bei unsachgemäßer Ausführung die Gefahr der Rissbildung in der Decke. In der Vergangenheit kam es nicht selten zu Rissbildungen, Undichtigkeiten und Betonkorrosion, was im Extremfall zum Abriss des Fermenters geführt hat.

Diese Probleme müssen durch eine ausreichende Betonqualität und professionelle Planung der Fermenter vermieden werden. Vom Bundesverband der Deutschen Zementindustrie e.V. ist das Zement-Merkblatt LB 14 „Beton für Behälter in Biogasanlagen“ herausgegeben worden [3-13]. Hier sind Empfehlungen an die Anforderungen der Betongüte für Stahlbetonfermenter definiert. Die wichtigsten Eckdaten für Beton im Biogasanlagenbau sind in Tabelle 3.20 zusammengefasst. Zusätzliche Informationen können den Zementmerkblättern Landwirtschaft LB 3 [3-10] und LB 13 [3-11] entnommen werden. Ein Beispiel für einen im Bau befindlichen Stahlbetonfermenter zeigt Abbildung 3.30.

Abb. 3.30: Bau eines Betonfermenters [Wolf System GmbH]

Behälter aus **Stahl und Edelstahl** werden auf ein Betonfundament gesetzt, mit dem sie verbunden werden. Zum Einsatz kommen gewickelte Blechbahnen und verschweißte oder verschraubte Stahlplatten. Die Verschraubungen müssen anschließend abgedichtet werden. Stahlfermenter werden immer überirdisch aufgestellt. In der Regel wird die Dachkonstruktion als Gasspeicher verwendet und mit einer gasdichten Folie gearbeitet. Kennwerte und Eigenschaften von Stahlbehältern sind in Tabelle 3.21 dargestellt. Beispiele zeigt Abbildung 3.31.

3.2.2.3 Durchmischung und Rührtechnik

Eine gute Durchmischung des Fermenterinhalts muss aus mehreren Gründen gewährleistet sein:

- Animpfung von Frischsubstrat durch Kontakt mit biologisch aktiver Fermenterflüssigkeit,
- eine gleichmäßige Verteilung von Wärme und Nährstoffen innerhalb des Fermenters,
- die Vermeidung und Zerstörung von Sink- und Schwimmschichten,
- ein gutes Ausgasen des Biogases aus dem Gärsubstrat.

Eine minimale Durchmischung des Gärsubstrates findet durch das Einbringen von Frischsubstrat, thermische Konvektionsströmungen und das Aufsteigen von Gasblasen statt. Diese passive Durchmischung ist allerdings nicht ausreichend, weshalb der Durchmischungsprozess aktiv unterstützt werden muss.

Das Durchmischen kann durch mechanische Einrichtungen im Faulbehälter wie z.B. Rührwerke, hydraulisch durch außerhalb des Fermenters angeordnete Pumpen oder pneumatisch durch Einblasung von Biogas in den Fermenter durchgeführt werden.

Die beiden letztgenannten Möglichkeiten spielen eine eher untergeordnete Rolle. In Deutschland werden in etwa 85 bis 90 % der Anlagen mechanische Einrichtungen bzw. Rührwerke eingesetzt [3-1].

Mechanische Durchmischung

Die mechanische Durchmischung des Gärsubstrates wird durch Verwendung von Rührwerken realisiert. Unterschieden werden

TAB. 3.20: KENNWERTE UND EINSATZPARAMETER VON BETON FÜR BEHÄLTER IN BIOGASANLAGEN; [3-10], [3-11], [3-13]

Kennwerte	• für Fermenter im flüssigkeitsberührten Raum C25/30; im Gasraum C35/45 bzw. C30/37 (LP) bei frostbeaufschlagten Bauteilen, für Vorgruben und Güllelager = C 25 • bei geeigneten Betonschutzmaßnahmen ist eine niedrigere Mindestbetonfestigkeit möglich • Wasserzementwert = 0,5, für Vorgruben und Güllelager = 0,6 • Rissbreitenbeschränkung rechnerisch auf = 0,15 mm • Betondeckung der Bewehrung, Mindestmaß innen 4 cm
Eignung	• für alle Fermentertypen (liegend und stehend) sowie Gruben
Vorteile	+ Fundament und Fermenter können ein Bauteil sein + Fertigteilmontage z. T. möglich
Nachteile	- nur in frostfreien Perioden herstellbar - Bauzeit länger als bei Stahlfermentern - nach der Bauphase notwendig gewordene Öffnungen können nur mit großem Aufwand hergestellt werden
Besonderheiten	• bei Fußbodenheizungen müssen die aus der Beheizung resultierenden Spannungen berücksichtigt werden • Gasdichtigkeit muss gewährleistet sein • Spannungen, die aus z. T. großen Temperaturunterschieden innerhalb des Bauwerks herrühren können, müssen bei der Bewehrung beachtet werden, um Schäden zu vermeiden • insbesondere die nicht ständig von Substrat bedeckten Betonflächen (Gasraum) müssen vor Korrosion durch Säuren durch Beschichtungen geschützt werden (z. B. mit Epoxid) • behördlicherseits wird oft ein Leckerkennungssystem gefordert • Sulfatbeständigkeit sollte gewährleistet sein (Einsatz von HS-Zement) • die Behälterstatik sollte sehr gründlich standortspezifisch geplant werden, um Risse und Schäden zu vermeiden

TAB. 3.21: KENNWERTE UND EINSATZPARAMETER VON STAHL FÜR BEHÄLTER IN BIOGASANLAGEN

Kennwerte	• verzinkter/emaillierter Baustahl St 37 oder Edelstahl V2A, im korrosiven Gasraum V4A
Eignung	• für alle liegenden und stehenden Fermenter und Gruben
Vorteile	+ Vorfertigung und kurze Bauzeit möglich + flexibel in der Herstellung von Öffnungen
Nachteile	- das notwendige Fundament ist nur in frostfreien Perioden herstellbar - für Rühraggregate ist meist eine zusätzliche Abstützung notwendig
Besonderheiten	• insbesondere die nicht ständig von Substrat bedeckten Materialflächen (Gasraum) sollten aus höherwertigem Material oder mit Schutzbeschichtung aufgrund der Korrosion hergestellt werden • Gasdichtigkeit, insbesondere der Anschlüsse an Fundament und Dach muss gewährleistet sein • behördlicherseits wird oft ein Leckerkennungssystem gefordert • Beschädigungen der Beschichtungen bei Baustahl-Behältern müssen unbedingt vermieden werden

Abb. 3.31: Im Bau befindliche Edelstahlfermenter [Anlagen- und Apparatebau Lüthe GmbH]

kann zwischen schubbasierten und knetenden Rührwerken. Deren Einsatz wird maßgeblich von der Viskosität und dem Feststoffgehalt des zu durchmischenden Mediums bestimmt. Nicht selten werden Kombinationen aus beiden Systemen verwendet. Diese arbeiten sich zu, um so eine bessere Rührwirkung erzielen zu können.

Die Rührwerke werden in Dauer- oder Intervallbetrieb betrieben. In der Praxis hat sich gezeigt, dass die Rührintervalle an die spezifischen Eigenschaften jeder Biogasanlage, wie Substrateigenschaften, Behältergrößen, Neigung zur Schwimmdeckenbildung usw. empirisch optimiert werden müssen. Nachdem die Anlage in Betrieb genommen wurde, wird sicherheitshalber länger und häufiger gerührt. Die gemachten Erfahrungen werden

Abb. 3.32: Propeller-TMR (links), Führungsrohrsystem (Mitte), Großflügel-TMR (rechts) [Lothar Becker Agrartechnik GmbH (links, Mitte), KSB AG]

TAB. 3.22: KENNWERTE UND EINSATZPARAMETER VON TAUCHMOTOR-PROPELLERRÜHRWERKEN; [3-2], [3-16], [3-17]

Kennwerte	*allgemein:* • Einsatzdauer abhängig vom Substrat, muss in der Einfahrphase ermittelt werden • in großen Fermentern können mehrere Rührwerke installiert werden *Propeller:* • schnell laufend im Intervallbetrieb (500 bis 1.500 U/min) • Leistungsbereich: bis 35 kW *Großflügel:* • langsam laufend im Intervallbetrieb (50 bis 120 U/min) • Leistungsbereich: bis 20 kW
Eignung	• alle Substrate in der Nassvergärung, in stehenden Fermentern • nicht geeignet für extrem hohe Viskositäten
Vorteile	*Propeller:* + erzeugt turbulente Strömung, dadurch sehr gute Durchmischung im Fermenter und Zerstörung von Schwimmdecken und Sinkschichten erreichbar + aufgrund der sehr guten Beweglichkeit gezielte Durchmischung aller Fermenterbereiche möglich *Großflügel:* + sehr gute Durchmischung im Fermenter erreichbar, + erzeugt weniger turbulente Strömung, aber höhere Schubleistung je aufgewendetes kW_{el} im Vgl. zu schnell laufenden TMR
Nachteile	*allgemein:* - durch Führungsschienen viele bewegliche Teile im Fermenter - Wartung erfordert die Öffnung des Fermenters, jedoch kann meist auf ein Entleeren verzichten werden (bei Ausstattung mit Winde) - aufgrund der Intervalldurchmischung Absetz- und Aufschwimmvorgänge möglich *Propeller:* - bei TS-reichen Substraten Kavernenbildung mgl. (Rührwerk „läuft im eigenen Saft“) *Großflügel:* - Ausrichtung des Rührwerkes muss vor der Inbetriebnahme festgelegt werden
Besonderheiten	• Durchführung der Führungsrohre durch Fermenterdecke muss gasdicht sein • Intervallsteuerung z. B. über Zeitschaltuhren oder andere Prozesssteuerung • Motorgehäuse müssen vollkommen flüssigkeitsdicht sein, automatische Leckerkennung im Motorgehäuse wird z. T. angeboten • Motorkühlung muss auch bei hohen Fermentertemperaturen gewährleistet sein • sanfter Anlauf und Drehzahlregelung mit Frequenzumrichtern möglich
Bauformen	*Propeller:* • tauchfähige getriebelose oder getriebeuntersetzte Elektromotoren mit Propeller, • Propellerdurchmesser bis ca. 2,0 m möglich • Material: korrosionsfest, Edelstahl oder beschichtetes Gusseisen *Großflügel:* • tauchfähige getriebelose oder getriebeuntersetzte Elektromotoren mit Flügelpaar • Flügeldurchmesser: von 1,4 bis 2,5 m • Material: korrosionsfest, Edelstahl oder beschichtetes Gusseisen, Blätter aus Kunststoff oder glasfaserverstärktem Epoxidharz
Wartung	• z. T. schwierig, da der Motor aus dem Fermenter entnommen werden muss • Wartungs- und Motorentnahmeöffnungen müssen im Fermenter integriert sein • Sicherheitsvorschriften bei Arbeiten im Fermenter müssen beachtet werden

dann zur Optimierung der Dauer und Häufigkeit der Intervalle sowie der Einstellungen der Rührwerke verwendet. Zum Einsatz können hierbei unterschiedliche Rührwerkstypen kommen.

In stehenden, nach dem Rührkesselprinzip arbeitenden Fermentern, kommen häufig **Tauchmotorrührwerke (TMR)** zum Einsatz. Unterschieden werden schnelllaufende TMR mit einem zwei- oder dreiflügeligen Propeller und langsamlaufende TMR mit einem zweiblättrigen Großflügel. Diese schubbasierten Rührwerke werden durch getriebelose und getriebeuntersetzte Elektromotoren angetrieben. Da sie komplett in das Substrat eingetaucht sind, werden deren Gehäuse druckwasserdicht und korrosionsfest ummantelt und so durch das Umgebungsmedium gekühlt [3-1]. Kennwerte für Tauchmotor-Propellerrührwerke sind in Tabelle 3.22 aufgeführt, Beispiele sind in Abbildung 3.32 dargestellt.

Alternativ sitzt bei schubbasierten **Langachsrührwerken** der Motor am Ende einer Rührwelle, die schräg in den Fermenter eingebaut wird. Der Motor ist außerhalb des Fermenters angeordnet, wobei die Wellendurchführung durch die Fermenterdecke oder bei Foliendächern im oberen Wandbereich vorgenommen wird und gasdicht ausgeführt ist. Die Wellen können zusätzlich am Fermenterboden gelagert sein und sind mit einem oder mehreren kleinflügligen Propellern oder großflügligen Rührwerkzeugen ausgestattet. Tabelle 3.23 vermittelt die Kennwerte von Langachsrührwerken, Abbildung 3.33 zeigt Beispiele.

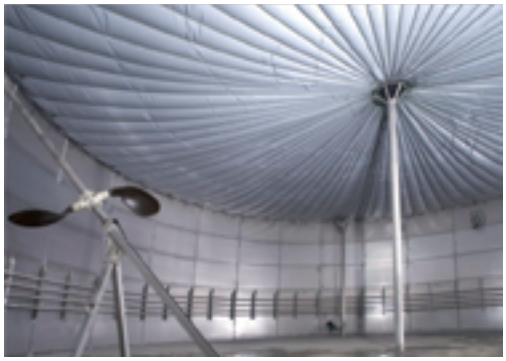
Eine weitere Möglichkeit der schubbasierten mechanischen Durchmischung des Fermenters bieten **axiale Rührwerke**. Sie kommen oft in dänischen Biogasanlagen zum Einsatz und werden kontinuierlich betrieben. Sie sind an der meist zentrisch an der Fermenterdecke montierten Welle angebracht. Die Geschwindigkeit des Antriebsmotors, der sich außerhalb des Fermenters befindet, wird durch ein Getriebe auf wenige Umdrehungen pro Minute herabgesetzt. Sie sollen im Inneren des Fermenters eine ständige Strömung erzeugen, die innen nach unten und an den Wänden nach oben gerichtet ist. Kennwerte und Einsatzparameter von axialen Rührwerken sind in Tabelle 3.24 zusammengefasst, ein Beispiel stellt Abbildung 3.34 dar.

Paddel- oder Haspelrührwerke sind langsamdrehende Langachsrührwerke. Die Rührwirkung ist nicht auf den Schubeintrag, sondern auf das Durchkneten des Substrates ausgerichtet und soll eine gute Durchmischung von besonders TS-reichen Substraten bewirken. Zur Anwendung kommen diese Rührwerke sowohl in stehenden Rührkesselfermentern als auch in liegenden, sogenannten Pfropfenstromfermentern.

In *liegenden* Fermentern ist die Rührachse bauartbedingt horizontal ausgeführt, wobei daran befestigte Paddel die Durchmischung realisieren. Der horizontale Pfropfenstrom wird durch

TAB. 3.23: KENNWERTE UND EINSATZPARAMETER VON LANGACHSRÜHRWERKEN

Kennwerte	*Propeller:* • mittel- bis schnelllaufend (100–300 U/min) • verfügbarer Leistungsbereich: bis 30 kW *Großflügel:* • langsam laufend (10–50 U/min) • verfügbarer Leistungsbereich: 2–30 kW *allgemein:* • Einsatzdauer und Drehzahl abhängig vom Substrat, muss in der Einfahrphase ermittelt werden • Material: korrosionsfest, Stahl beschichtet, Edelstahl
Eignung	• alle Substrate in der Nassvergärung, nur in stehenden Fermentern
Vorteile	+ sehr gute Durchmischung im Fermenter erreichbar + kaum bewegliche Teile im Fermenter + Antrieb wartungsfreundlich außerhalb des Fermenters + bei kontinuierlichem Betrieb können Absetz- und Aufschwimmvorgänge vermieden werden
Nachteile	- unvollständige Durchmischung ist aufgrund der stationären Installation möglich - dadurch sind Bereiche mit Sink- und Schwimmschichtenbildung möglich - bei Intervalldurchmischung Absetz- und Aufschwimmvorgänge möglich - bei außenliegenden Motoren kann es zu Problemen wegen Motor- und Getriebegeräuschen kommen - die im Fermenter befindlichen Lager und Wellen sind störungsanfällig, bei Problemen ist u. U. eine teilweise oder vollständige Entleerung des Fermenters nötig
Besonderheiten	• Durchführung der Rührwerksachse muss gasdicht sein • Intervallsteuerung z. B. über Zeitschaltuhren oder andere Prozesssteuerung • sanfter Anlauf und Drehzahlregelung mit Frequenzumrichtern möglich
Bauformen	• Außenliegende Elektromotoren mit/ ohne Getriebe, innenliegende Rührwerksachse mit einem oder mehreren Propellern bzw. Flügelpaaren (ggf. mit Zerkleinerungswerkzeugen (siehe Kapitel Zerkleinerung)) • z. T. Achsende am Boden fixiert, schwimmend oder schwenkbar ausgeführt • Zapfwellenanschluss möglich
Wartung	• Motorwartung aufgrund der fermenterexternen Montage einfach und ohne Prozessunterbrechung möglich • Reparatur von Propeller und Achse schwierig, da sie aus dem Fermenter entnommen werden müssen oder der Fermenter abgelassen werden muss • Wartungsöffnungen müssen im Fermenter integriert sein • Sicherheitsvorschriften bei Arbeiten im Fermenter müssen beachtet werden



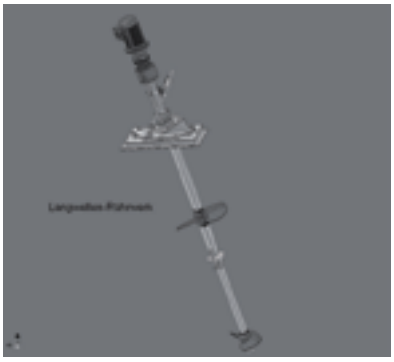


Abb. 3.33: Langachsrührwerke [WELTEC BIOPOWER GmbH; Grafik: Armatec FTS GmbH & Co. KG]

TAB. 3.24: KENNWERTE UND EINSATZPARAMETER VON AXIALEN RÜHRWERKEN FÜR BIOGASANLAGEN

Kennwerte	• langsam laufende Rührwerke im kontinuierlichen Betrieb • verfügbarer Leistungsbereich: bis 25 kW • Drehzahl abhängig vom Substrat, muss in der Einfahrphase ermittelt werden • Material: korrosionsfest, meist Edelstahl • Leistungsbedarf: z. B. 5,5 kW bei 3.000 m^3, meist darüber
Eignung	• alle Substrate in der Nassvergärung, nur in stehenden größeren Fermentern
Vorteile	+ gute Durchmischung im Fermenter erreichbar + kaum bewegliche Teile im Fermenter + Antrieb wartungsfreundlich außerhalb des Fermenters + dünne Schwimmdecken können nach unten abgesaugt werden + kontinuierliche Absetz- und Aufschwimmvorgänge werden weitgehend verhindert
Nachteile	- unvollständige Durchmischung ist wegen der stationären Installation möglich - dadurch sind Bereiche mit Sink- und Schwimmschichtenbildung möglich, insbesondere die Fermenterrandbereiche neigen dazu - Wellenlagerung ist hoher Beanspruchung ausgesetzt, daher u. U. wartungsintensiv
Besonderheiten	• Durchführung der Rührwerksachse muss gasdicht sein • Drehzahlregelung mit Frequenzumrichtern möglich
Bauformen	• Außenliegende Elektromotoren mit Getriebe, innenliegende Rührwerksachse mit ein oder mehreren Propellern bzw. Flügeln, als stehende oder hängende Rührwerke • Propellermontage kann in einem Leitrohr für die Strömungsausbildung erfolgen • exzentrische Anordnung ist möglich
Wartung	• Motorwartung aufgrund der fermenterexternen Montage einfach und ohne Prozessunterbrechung möglich • Reparatur von Flügeln und Achse schwierig, da sie aus dem Fermenter entnommen werden müssen oder der Fermenterinhalt abgelassen werden muss • Wartungsöffnungen müssen im Fermenter integriert sein • Sicherheitsvorschriften bei Arbeiten im Fermenter müssen beachtet werden

die Nachlieferung von Material in den Fermenter gewährleistet. In den Laufwellen und auch in den Rührarmen der Rührwerke sind oftmals Heizschlangen integriert (vgl. Abbildung 3.24), mit denen das Gärsubstrat erwärmt wird. Das Rührwerk wird mehrmals am Tag für einen kurzen Zeitraum mit geringer Drehzahl in Betrieb genommen.

In *stehenden* Rührkesselfermentern wird die horizontal verlaufende Rührwelle mit Hilfe einer Stahlkonstruktion gelagert. Die Welle kann in ihrer Ausrichtung nicht verändert werden. Mit Hilfe eines korrespondierenden, schubbasierten Rührwerks, wird die Fermenterduchmischung bewerkstelligt. Ein Beispiel wird in Abbildung 3.35 dargestellt.

Die Kennwerte und Einsatzparameter von Paddel- und Haspelrührwerken können Tabelle 3.25 entnommen werden.

Pneumatische Durchmischung

Die pneumatische Durchmischung des Gärsubstrates wird zwar von einigen Herstellern angeboten, spielt allerdings bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen eine untergeordnete Rolle.

Bei der pneumatischen Durchmischung wird Biogas über den Fermenterboden in den Fermenter eingeblasen. Dadurch kommt es durch die aufsteigenden Gasblasen zu einer vertikalen Bewegung und Durchmischung des Substrates.

Die Systeme haben den Vorteil, dass die für die Durchmischung benötigten mechanischen Teile (Pumpen und Verdichter) außerhalb des Fermenters angeordnet sind und so einem geringeren Verschleiß unterliegen. Zur Zerstörung von Schwimmschichten eignen sich diese Techniken nicht, weswegen sie nur für dünnflüssige Substrate mit geringer Neigung zur Schwimmschichtenbildung eingesetzt werden können. Kenn-

TAB. 3.25: KENNWERTE UND EINSATZPARAMETER VON PADDEL-/HASPELRÜHRWERKEN IN STEHENDEN UND LIEGENDEN FERMENTERN

Kennwerte	• langsam laufende Rührwerke im Intervallbetrieb • Leistungsbedarf: stark vom individuellen Einsatzort und Substrat abhängig, in der Feststofffermentation aufgrund des hohen Substratwiderstandes erheblich höher • Drehzahl abhängig vom Substrat, muss in der Einfahrphase ermittelt werden • Material: korrosionsfest, meist Stahl beschichtet aber auch Edelstahl möglich
Eignung	• alle Substrate in der Nassvergärung (besonders für TS-reiche Substrate)
Vorteile	+ gute Durchmischung im Fermenter erreichbar + Antrieb wartungsfreundlich außerhalb des Fermenters, auch Zapfwellenanschluss möglich + Absetz- und Aufschwimmvorgänge werden verhindert
Nachteile	- für Paddelwartungen muss der Fermenter entleert werden - bei Havarien in der Feststofffermentation ist eine manuelle Entleerung des gesamten Fermenters notwendig (ggf. ist ein Aufrühren (Begleitrührwerk) und Abpumpen möglich) - unvollständige Durchmischung aufgrund der stationären Installation möglich, Strömung im Fermenter muss durch Begleitaggregate sichergestellt werden (in liegenden Fermentern meist durch Stopfschnecken, in stehenden Rührkesselfermentern durch schubbasierte Rührwerke)
Besonderheiten	• Durchführung der Rührwerksachse muss gasdicht sein • Drehzahlregelung mit Frequenzumrichtern möglich
Bauformen	• Außenliegende Elektromotoren mit Getriebe, innenliegende Rührwerksachse mit mehreren Paddeln, z. T. Montage von Wärmetauscherrohren als zusätzliche Mischaggregate auf der Achse bzw. als Einheit mit den Paddeln möglich (bei liegenden Fermentern)
Wartung	• Motorwartung aufgrund der fermenterexternen Montage einfach und ohne Prozessunterbrechung möglich • Reparatur von Paddeln und Achse schwierig, da der Fermenter abgelassen werden muss • Wartungsöffnungen müssen im Fermenter integriert sein • Sicherheitsvorschriften bei Arbeiten im Fermenter müssen beachtet werden

Abb. 3.34: Axialrührwerk [EKATO Process Technologies GmbH]

Abb. 3.35: Paddelrührwerk [PlanET Biogastechnik GmbH]

werte von Systemen zur pneumatischen Durchmischung enthält Tabelle 3.26.

Hydraulische Durchmischung

Bei der hydraulischen Durchmischung wird Substrat über Pumpen und waagerecht oder zusätzlich senkrecht schwenkbare Rührdüsen in den Fermenter eingedrückt. Das Absaugen und Einleiten des Gärsubstrates muss so erfolgen, dass der Fermenterinhalt möglichst vollständig durchmischt wird.

Auch hydraulisch durchmischte Systeme haben den Vorteil, dass die für die Durchmischung benötigten mechanischen Teile außerhalb des Fermenters angeordnet sind und so einem geringeren Verschleiß unterliegen und leicht gewartet werden können. Zur Zerstörung von Schwimmschichten eignet sich auch die hydraulische Durchmischung nur bedingt, weswegen sie nur für dünnflüssige Substrate mit geringer Neigung zur Schwimmschichtenbildung eingesetzt werden kann. Zur Beurteilung der Pumpentechnik sind zusätzlich die Angaben in Kapitel 3.2.1.4 zu beachten. Tabelle 3.27 zeigt eine Übersicht der Kennwerte und Einsatzparameter der hydraulischen Durchmischung.

Austrag des vergorenen Materials

Volldurchmischte Fermenter haben normalerweise einen Überlauf, der nach dem Siphonprinzip arbeitet, um einen Gasaustritt zu verhindern. Das vergorene Substrat kann auch mittels Pumpen abgezogen werden. Es empfiehlt sich, vor Entnahme

TAB. 3.26: KENNWERTE UND EINSATZPARAMETER DER PNEUMATISCHEN FERMENTERDURCHMISCHUNG

Kennwerte	• Leistungsbedarf: z. B. 15 kW Verdichter für einen 1.400 m³ Fermenter, quasikontinuierlicher Betrieb • verfügbarer Leistungsbereich: ab 0,5 kW alle Bereiche für Biogasanlagen möglich
Eignung	• sehr dünnflüssige Substrate mit geringer Schwimmdeckenbildung
Vorteile	+ gute Durchmischung im Fermenter erreichbar + wartungsfreundlicher Standort von Gasverdichtern außerhalb des Fermenters + Sinkschichten werden verhindert
Nachteile	- für Wartungen der Biogaseintragseinrichtungen muss der Fermenter entleert werden
Besonderheiten	• Verdichtertechnik muss für die Zusammensetzung des Biogases geeignet sein
Bauformen	• gleichmäßige Düsenverteilung über den gesamten Fermenterboden oder Mammutpumpenprinzip der Einpressung des Biogases in ein vertikales Leitrohr • Kombination mit hydraulischer oder mechanischer Durchmischung wird angewendet
Wartung	• Gasverdichterwartung aufgrund der fermenterexternen Montage einfach und ohne Prozessunterbrechung möglich • Reparatur von Biogaseinpressungsbauteilen schwierig, da der Fermenterinhalt abgelassen werden muss • Sicherheitsvorschriften bei Arbeiten im Fermenter müssen beachtet werden

TAB. 3.27: KENNWERTE UND EINSATZPARAMETER DER HYDRAULISCHEN FERMENTERDURCHMISCHUNG

Kennwerte	• Einsatz von Pumpen hoher Förderleistung • Leistungsdaten: entsprechen den üblichen Pumpenleistungen wie in Kapitel 3.2.1.4 • Material: wie bei Pumpen
Eignung	• alle leicht pumpfähigen Substrate in der Nassvergärung
Vorteile	+ gute Durchmischung im Fermenter mit verstellbaren Tauchkreiselpumpen oder Leitrohren erreichbar, damit auch Zerstörung von Sink- und Schwimmschichten möglich
Nachteile	- mit externen Pumpen ohne gezielte Strömungsleitung ist die Bildung von Sink- und Schwimmschichten möglich - mit externen Pumpen ohne gezielte Strömungsleitung können Sink- und Schwimmschichten nicht entfernt werden
Besonderheiten	• Aggregatbesonderheiten siehe Kapitel 3.2.1.4
Bauformen	• Tauchkreiselpumpe oder trocken aufgestellte Kreisel-, Exzenterschneckenpumpe oder Drehkolbenpumpe, siehe Kapitel 3.2.1.4 • bei externen Pumpen können die Eintrittsstellen mit beweglichen Leitrohren oder Düsen versehen sein; Umschaltung verschiedener Einlassstellen möglich
Wartung	• es gelten die gleichen aggregatspezifischen Wartungsangaben wie in Kapitel 3.2.1.4

aus einem Gärrückstandslager das Material aufzurühren. Hierdurch wird für den Endabnehmer, z. B. die Landwirtschaft, eine gleichbleibende Konsistenz und Qualität des Biodüngers erreicht. Für solche Anwendungen haben sich Zapfwellenrührwerke bewährt, die zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit nicht dauerhaft mit einem Motor versehen sein müssen. Stattdessen wird zur Gärrückstandausbringung z. B. ein Traktormotor angeschlossen, um zeitgenau aufrühren zu können.

Bei liegenden Fermentern wird das vergorene Material durch die Pfropfenströmung aufgrund des in den Fermenter geförderten Substrateintrages über einen Überlauf oder ein unterhalb des Substratspiegels gelegenes Austragsrohr ausgetragen.

3.2.2.4 Weitere Nebeneinrichtungen

Etliche Biogasanlagen besitzen Einrichtungen, die für den Betriebsablauf nicht zwingend erforderlich sind, im Einzelfall – meist substratabhängig – aber nützlich sein können. Nachfolgend werden Maßnahmen gegen Schaum- und Sinkschichtbildung vorgestellt. Zudem wird der dem Biogasprozess nachgeordnete Verfahrensschritt der Fest-Flüssig-Trennung beschrieben.

Abb. 3.36: Vorrichtungen zur störungsarmen Gasabfuhr; Gasrohreinlass mit Öffnung nach oben (links die Substratzufuhr) [DBFZ]

TAB. 3.28: TECHNIK VON SEDIMENTAUSTRAGSSYSTEMEN

Kennwerte	• Kennwerte der für Sedimentaustragssysteme verwendeten Aggregate entsprechen denen der Einzelaggregate, die im Text beschrieben wurden
Eignung	• Bodenräumer nur in stehenden Fermentern mit runder und ebener Grundfläche • Austragsschnecken in liegenden und stehenden Fermentern • konische Fermenterböden in stehenden Fermentern
Besonderheiten	• Besonderheiten der für Sedimentaustragssysteme verwendeten Aggregate entsprechen denen der Einzelaggregate, die im Text beschrieben wurden • Austragsschnecken müssen entweder flüssigkeitsdicht durch die Fermenterwand oder gasdicht über die Fermenterwand geführt werden • der Austrag kann starke Gerüche verursachen • für Austragsschnecken muss ein Pumpensumpf o.ä. im Fermenter integriert sein
Bauformen	• Bodenräumer mit außenliegendem Antrieb zur Förderung der Sinkschicht nach außen • Austragsschnecken am Fermenterboden • konischer Fermenterboden mit Entnahmepumpe und Sinkschichtaufführung oder Spüleinrichtung
Wartung	• die Wartung ist bei fest installierten Systemen mit dem Ablass des Fermenters verbunden, daher sind außenliegende Antriebe oder entnehmbare Aggregate von Vorteil • Sicherheitsvorschriften bei Arbeiten im Fermenter müssen beachtet werden

Schaumfalle und Schaumbekämpfung

Je nach verwendetem Substrat bzw. verwendeter Substratzusammensetzung kann es zur Schaumbildung bei der Nassfermentation im Fermenter kommen. Dieser Schaum kann die Gasleitungen zur Biogasentnahme verstopfen, weswegen die Gasableitung möglichst hoch im Fermenter verlegt werden sollte. Zusätzliche Schaumfallen sollen das Eindringen von Schaum in die Substratleitungen zu den nachgeschalteten Fermentern oder Lagerbecken verhindern. Eindrücke zu diesen Anordnungen vermittelt Abbildung 3.36.

Zudem kann im Gasraum des Fermenters ein Schaumsensor angebracht werden, der bei zuviel Schaumentstehung einen Alarm auslöst. Bei zu starker Schaumbildung besteht die Möglichkeit, schaumhemmende Stoffe in den Fermenter einzusprühen, wofür allerdings die entsprechende Vorrichtung im Fermenter vorhanden sein muss. Diese kann in einer Sprüheinrichtung bestehen. Zu bedenken ist allerdings, dass die feinen Löcher von Sprührohren in der korrosiven Gasatmosphäre angegriffen werden. Eine regelmäßige Betätigung, auch ohne Schaumbildung, kann dem vorbeugen. Als Schaumhemmer können beispielsweise Öle – vorzugsweise Pflanzenöl – eingesetzt werden. Notfalls hilft bereits über der Flüssigkeitsphase verregnetes Wasser.

Sedimentaustrag aus dem Fermenter

Sedimente bzw. Sinkschichten bilden sich durch das Absetzen von Schwerstoffen wie beispielsweise Sand in der Nassvergärung. Zur Abscheidung von Schwerstoffen werden Vorgruben mit Schwerstoffabscheidern versehen, jedoch kann Sand, beispielsweise bei Hühnerkot, sehr stark an die organische Substanz gebunden sein, so dass in Vorgruben meist nur Steine und andere grobe Schwerstoffe abgeschieden werden können. Ein Großteil des Sandes wird erst während des biologischen Abbauprozesses im Fermenter freigesetzt.

Bestimmte Substrate wie z. B. Schweinegülle oder Hühnerkot können die Bildung solcher Schichten fördern. Die Sinkschichten können im Laufe der Zeit sehr mächtig werden, wodurch das nutzbare Volumen des Fermenters verkleinert wird. Es sind

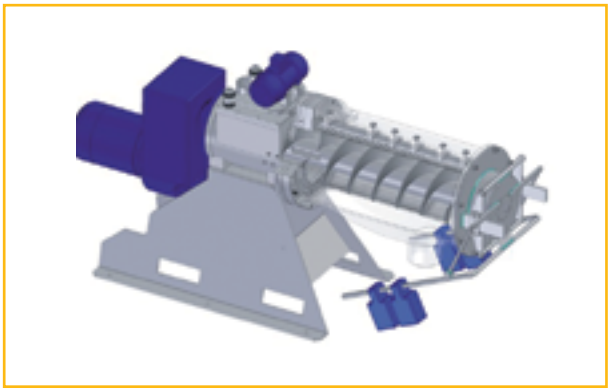


Abb. 3.37: Schneckenseparator [FAN SEPARATOR GmbH]

bereits bis zur Hälfte mit Sand gefüllte Fermenter aufgetreten. Außerdem können die Sinkschichten sehr stark verhärten, so dass sie nur noch mit Spaten oder Baggern zu entfernen sind. Der Austrag der Sinkschichten aus dem Fermenter wird über Bodenräumer oder einen Bodenablass möglich. Bei starker Sinkschichtenbildung ist die Funktionalität der Sedimentaustragssysteme allerdings nicht in jeden Fall gegeben, weswegen es nötig sein kann, den Fermenter zu öffnen um die Sinkschichten per Hand oder maschinell zu entfernen. Mögliche Techniken des Sedimentaustrages werden in Tabelle 3.28 dargestellt.

TAB. 3.29: TECHNIK VON SCHNECKENSEPARATOREN

Eignung	• für pumpfähige Substrate, die von Förderschnecken bewegt werden können • für Substrate von 10 % Trockensubstanz bis ca. 20 % Trockensubstanz (das Produkt kann bis über 30 % Trockensubstanz in der festen Phase enthalten)
Besonderheiten	• Zusatzoptionen wie beispielsweise Oszillatoren können die Entwässerung effektiver machen • vollautomatischer Betrieb möglich
Bauformen	• freistehendes Aggregat • Installation vor der Biogasanlage bei Anlagen mit sehr geringer Verweilzeit möglich; damit Einsparungen bei der Rührwerksauslegung und Vermeidung von feststoffbedingten Havarien, Sink- und Schwimmschichten möglich • Installation nach der Fermentation, um Anmaischwasser zurückzuführen und Rührwerke im Gärrückstandslager einzusparen
Wartung	• gut zugängliches Aggregat, Wartung ohne Gesamtprozessunterbrechung möglich

Bei sehr hohen Fermentern über 10 m Höhe kann der statische Druck ausreichen, um Sand, Kalk und Schlamm auszutragen.

Fest-Flüssig-Trennung

Mit der Erhöhung der Anteile an stapelfähigen Substraten in der Biogasgewinnung muss mehr Augenmerk auf die Herkunft der Anmaischflüssigkeit und die Kapazität des Gärrückstandslagers geworfen werden. Das Lager ist häufig für die anfallende Gülle geplant, kann aber zusätzliche Substrate nach der Vergärung nicht mehr aufnehmen. Für diesen Fall kann der Einsatz einer Fest-Flüssig-Trennung wirtschaftlich und technologisch sinnvoll sein. Das Presswasser kann als Anmaischwasser oder auch als Flüssigdünger verwendet werden und die feste Fraktion ist in wenig Volumen lagerfähig oder kann kompostiert werden.

Zur Fest-Flüssig-Trennung können Siebbandpressen, Zentrifugen oder Schrauben- bzw. Schneckenseparatoren verwendet werden. Aufgrund des vorwiegenden Einsatzes von Schneckenseparatoren werden deren Kennwerte in Tabelle 3.29 vorgestellt. Einen Schnitt und ein Anwendungsbeispiel eines Separators zeigt Abbildung 3.37.

3.2.2.5 Beheizung und Wärmedämmung

Wärmedämmung des Fermenters

Um Wärmeverluste zu verringern, müssen die Fermenter zusätzlich mit Wärmedämmmaterial versehen werden. Zur Wärmedämmung können handelsübliche Materialen verwendet werden, die je nach Einsatzbereich (Bodennähe usw.) unterschiedliche Eigenschaften haben sollten (vergleiche Tabelle 3.30). Eine Übersicht der Parameter kann Tabelle 3.31 entnommen werden, die Beispiele für Dämmstoffe enthält. Zum Schutz vor Witterungseinflüssen wird das Dämmmaterial mit Trapezblechen oder Holz verkleidet.

Fermenterheizung

Um einen optimalen Vergärungsprozess sicherzustellen, muss eine gleichmäßige Temperatur im Fermenter vorherrschen. Hierbei ist nicht die Einhaltung der vorgegebenen Temperatur auf ein zehntel Grad genau ausschlaggebend, sondern dass Temperaturschwankungen gering gehalten werden. Das betrifft sowohl zeitliche Temperaturschwankungen als auch die Temperaturverteilung in verschiedenen Fermenterbereichen [3-3]. Starke Schwankungen und die Über- bzw. Unterschreitung bestimmter Temperaturwerte können zur Hemmung des Gärprozesses oder im schlimmsten Fall zum Erliegen des Prozesses führen. Die Ursachen für Temperaturschwankungen können vielschichtig sein:

- Zufuhr von Frischsubstrat,
- Temperaturschichten- oder Temperaturzonenbildung aufgrund unzureichender Wärmedämmung, ineffektiver oder falsch dimensionierter Heizung, unzureichender Durchmischung,
- Lage der Heizungen,
- extreme Außentemperaturen im Sommer und Winter, sowie
- Ausfall von Aggregaten.

Zur Bereitstellung der benötigten Prozesstemperaturen und zum Ausgleich von Wärmeverlusten muss das Substrat erwärmt werden, was durch externe oder durch in den Fermenter integrierte Wärmeübertrager bzw. Heizungen geschehen kann.

Im Fermenter **integrierte Heizungen** erwärmen das Gärsubstrat im Fermenter. Tabelle 3.32 vermittelt eine Übersicht der eingesetzten Technologien, Abbildung 3.38 zeigt Beispiele.

Externe Wärmeübertrager erwärmen das Gärsubstrat vor dem Eintrag in den Fermenter, wodurch es bereits vorgewärmt in den Fermenter gelangt. So können Temperaturschwankungen bei der Substrateinbringung vermieden werden. Bei Einsatz von externen Wärmeübertragern muss entweder eine kontinuierliche Substratumwälzung durch den Wärmeübertrager realisiert werden oder es kann auf eine zusätzliche interne Heizung im Fermenter nicht verzichtet werden, um eine konstante Fermentertemperatur aufrechtzuerhalten. Eigenschaften externer Wärmeübertrager können Tabelle 3.33 entnommen werden.

3.2.3 Lagerung des vergorenen Substrates

3.2.3.1 Flüssige Gärrückstände

Grundsätzlich kann die Lagerung in Erdbecken und in zylindrischen oder rechteckigen Behältern (Hoch- und Tiefbehälter) erfolgen. I. d. R. werden stehende Rundbehälter aus Beton und Edelstahl/Stahl-Emaille angewendet. Diese sind im Grundaufbau mit stehenden Rührkesselfermentern vergleichbar (vgl. Kapitel 3.2.2.1 Fermenterbauformen). Sie können mit einem Rührwerk ausgestattet sein, um vor der Entnahme den Gärrückstand zu homogenisieren. Eingesetzt werden können fest installierte Rührwerke (z. B. Tauchmotorrührwerk) oder über eine Zapfwelle angetriebene Seiten-, Gelenk- oder Schlepperrührwerke. Des Weiteren sollten Lagerbehälter mit einer Abdeckung versehen werden (gas- oder nicht gasdicht). Beide Varianten haben den

TAB. 3.30: KENNWERTE VON DÄMMSTOFFEN [3-12], [3-13]

Kennwerte	• Material im Fermenter oder unter der Erdoberfläche: geschlossenporige Stoffe wie PU-Hartschaum und Schaumglas, die ein Eindringen von Feuchtigkeit verhindern • Material über der Erdoberfläche: Mineralwolle, Mineralfasermatten, Hartschaummatten, Extruderschaum, Styrodur, Kunstschaumstoffe, Polystyrol • Materialstärke: 5-10 cm werden verwendet, unter 6 cm ist die Dämmwirkung aber gering; die Praxiswerte basieren eher auf Erfahrungen als auf Berechnungen; in der Literatur wird von Dämmstärken bis 20 cm berichtet • U-Werte liegen im Bereich von 0,03-0,05 W/(m² · K) • Belastbarkeit des Dämmstoffes im Bodenbereich muss die gesamte voll gefüllte Fermenterlast tragen können
Bauformen	• die Wärmedämmung kann innen- oder außenliegend eingebaut werden, wobei generell keiner dieser Varianten der Vorzug gegeben werden kann
Besonderheiten	• alle Dämmmaterialen sollen nagerfest sein

TAB. 3.31: KENNWERTE VON DÄMMSTOFFEN – BEISPIELE

Dämmstoff	Wärmeleitfähigkeit [W/m · K]	Anwendungstyp
Mineralfaser-Dämmstoffe (ca. 20-40 kg/m³)	0,030–0,040	WV, WL, W, WD
Perlite-Dämmplatten (150-210 kg/m³)	0,045–0,055	W,WD,WS
Polystyrol-Partikelschaum EPS (15 kg/m³ ‹ Rohdichte)	0,030–0,040	W
Polystyrol-Partikelschaum EPS (20 kg/m³ ‹ Rohdichte)	0,020–0,040	W, WD
Polystyrol-Extruderschaum XPS (25 kg/m³ ‹ Rohdichte)	0,030–0,040	WD, W
Polyurethan-Hartschaum PUR (30 kg/m³ ‹ Rohdichte)	0,020–0,035	WD, W, WS
Schaumglas	0,040–0,060	W, WD, WDS, WDH

Anwendungstypen: WV mit Beanspruchung auf Abreiß- und Scherfestigkeit;WL, W ohne Beanspruchung auf Druck; WD mit Beanspruchung auf Druck; WS Dämmstoffe für Sondereinsatzgebiete; WDH erhöhte Belastbarkeit unter Druck verteilenden Böden; WDS erhöhte Belastbarkeit für Sondereinsatzgebiete

TAB. 3.32: KENNWERTE UND EINSATZPARAMETER VON INTEGRIERTEN HEIZUNGEN; [3-1], [3-12]

Kennwerte	• Material: bei Verlegung im Gärraum oder als Rühraggregat Edelstahlrohre, PVC oder PEOC (Kunststoffe müssen aufgrund der geringeren Wärmeleitung eng verlegt werden), bei Verlegung im Beton übliche Fußbodenheizungsleitungen
Eignung	• Wandheizungen: alle Betonfermentertypen • Fußbodenheizung: alle stehenden Fermenter • innenliegende Heizung: alle Fermentertypen, aber eher bei stehenden zu finden • mit Rühraggregaten verbundene Heizungen: alle Fermentertypen, aber eher bei liegenden zu finden
Vorteile	+ im Fermenter liegende und mit Rührwerken verbundene Heizungen haben eine gute Wärmeübertragung + Fußboden- und Wandheizungen führen nicht zu Ablagerungen + in Rühraggregaten integrierte Heizungen erreichen sehr viel Material zur Erwärmung
Nachteile	- Wirkung von Fußbodenheizungen kann durch Sinkschichtenbildung stark vermindert sein - Heizungen im Fermenterraum können zu Ablagerungen führen, daher sollten sie mit einem Abstand zur Wand verlegt werden
Besonderheiten	• Heizrohre müssen entlüftet werden können, dazu werden sie von unten nach oben durchströmt • im Beton verlegte Heizleitungen verursachen Wärmespannungen • je nach Fermentergröße in zwei oder mehr Heizkreisen verlegt • Heizeinrichtungen dürfen andere Aggregate nicht behindern (z. B. Räumer) • für thermophilen Betrieb sind in der Wand oder im Boden liegende Heizungen ungeeignet
Bauformen	• Fußbodenheizungen • in der Wand liegende Heizungen (bei Stahlfermentern auch an der Außenwand möglich) • vor der Wand angebrachte Heizungen • in die Rühraggregate integrierte oder mit ihnen kombinierte Heizung
Wartung	• Heizungen sollten zur Gewährleistung der Wärmeübertragung regelmäßig gereinigt werden • im Fermenter oder im Bauwerk integrierte Heizungen sind sehr schlecht oder gar nicht zugänglich • Sicherheitsvorschriften bei Arbeiten im Fermenter müssen beachtet werden

Abb. 3.38: Edelstahlheizrohre im Fermenter verlegt (innenliegend) (links); Einbau von Heizschläuchen in die Fermenterwand (Mitte, rechts) [Biogas Nord GmbH (links, Mitte); PlanET Biogastechnik GmbH (rechts)]

Vorteil der Reduzierung von Geruchsemissionen sowie der Minderung von Nährstoffverlusten während der Lagerung. Gasdichte Abdeckungen z. B. Foliendächer (vgl. Kapitel 3.2.4.1 Integrierte Speicher) bieten darüber hinaus die Möglichkeit der Nutzung des Restgaspotenzials, des Gärrückstandes sowie der Vermeidung klimarelevanter Emissionen (vgl. Kapitel 3.2.5) und können als zusätzlicher Gasspeicherraum genutzt werden. Die vorbeschriebene Sinnhaftigkeit einer gasdichten Abdeckung des Gärrückstandslagers wird mit dem EEG 2012 auch rechtlich umgesetzt. Alle ab 2012 neu errichteten Gärrückstandslager müssen danach technisch gasdicht abgedeckt sein (vgl. Kapitel 7). Dieses war auch bereits Standard nach dem EEG 2009 für alle gemäß BImSchG genehmigten Anlagen.

Erdbecken sind meist rechteckige, in den Boden eingelassene und mit Kunststofffolie ausgekleidete Lager. Der größte Teil dieser Becken ist nach oben offen, nur wenige Becken sind mit einer Folie zur Emissionsminderung abgedeckt.

Die Größe der Gärrückstandslager wird maßgeblich durch den optimalen Zeitpunkt der Gärrückstandausbringung auf die zu düngenden Flächen bestimmt. In diesem Zusammenhang wird auf die Düngeverordnung und Kapitel 10 Ausbringung des Gärrückstandes verwiesen. I. d. R. sind Gärrückstandslager mit einer Speicherkapazität von mindestens 180 Tagen ausgelegt.

3.2.3.2 Feste Gärrückstände

Feste Gärrückstände fallen bei der Feststofffermentation und auch als separierter Bestandteil des Gärproduktes der Nassfermentation an. Je nach Verwendungszweck werden sie auf befestigten Plätzen unter freiem Himmel oder in Hallen, sowie in offenen, z. T. mobilen Behältnissen und Containern gelagert. Meist erfolgt die Lagerung in Haufwerken auf flüssigkeitsdichten Belägen aus Beton oder Asphalt und ähnelt der Festmistlagerung. Teilweise werden auch leere Fahrsilos als Lagerfläche genutzt. Abtropfende Flüssigkeiten, Presswasser oder eingetragenes Regenwasser müssen gesammelt und in die Biogasanlage zurückgeführt werden. Der Eintrag von Niederschlägen kann durch zusätzliche Planen oder feste Überdachungen minimiert werden.

Container aus Stahl werden vornehmlich beim Abpressen der Festfraktion aus dem flüssigen Gärrückstand verwendet. Diese werden bspw. unter den Separator (vgl. Abbildung 3.37) gestellt und nach vollständiger Befüllung gewechselt. Auch hier sollte der Eintrag von Niederschlägen durch die Abdeckung des Behälters mittels einer Plane verhindert werden. Alternativ können die Fest-Flüssig-Trennung und die Lagerung der festen Fraktion auch in einer Halle untergebracht sein. Bei einer Hallenaufstellung kann bei Bedarf die Abluft gesammelt und zur Vermeidung von Ammoniak- und Geruchsemissionen über eine Abluftreinigungsanlage (z. B. Wäscher und/oder Biofilter) geführt werden.

TAB. 3.33: KENNWERTE UND EINSATZPARAMETER VON EXTERNEN WÄRMEÜBERTRAGERN; [3-3], [3-12]

Kennwerte	• Material: in der Regel Edelstahl • Durchsatzleistungen orientieren sich an der Anlagenkapazität und der Prozesstemperatur • Rohrdurchmesser entsprechen den üblichen Substratleitungen in Biogasanlagen
Eignung	• alle Fermentertypen, häufiger Einsatz in Pfropfenstromfermentern
Vorteile	+ es kann eine sehr gute Wärmeübertragung gewährleistet werden + Frischmaterial führt nicht zum Temperaturschock im Fermenter + es wird das gesamte Materialvolumen durch die Heizung erreicht + externe Wärmeübertrager können leicht gereinigt und gewartet werden + gute Regelbarkeit der Temperatur
Nachteile	- unter Umständen ist eine zusätzliche Fermenterheizung vorzusehen - der externe Wärmeübertrager stellt ein zusätzliches Aggregat dar, das mit Zusatzkosten verbunden ist
Besonderheiten	• Wärmeübertrager müssen entlüftet werden können, dazu werden sie von unten nach oben durchströmt • für thermophilen Prozessbetrieb gut geeignet
Bauformen	• Spiral- oder Doppelrohrwärmeübertrager
Wartung	• sehr gute Zugänglichkeit für Wartung und Reinigung

3.2.4 Speicherung des gewonnenen Biogases

Das Biogas fällt in schwankender Menge und z. T. mit Leistungsspitzen an. Aus diesem Grund und wegen der weitestgehend konstanten Nutzungsmenge muss es in dafür geeigneten Speichern zwischengelagert werden. Die Gasspeicher müssen gasdicht, druckfest, medien-, UV-, temperatur- und witterungsbeständig sein. Vor Inbetriebnahme sind die Gasspeicher auf ihre Dichtigkeit zu prüfen. Aus Sicherheitsgründen müssen Gasspeicher mit Über- und Unterdrucksicherungen ausgestattet sein, um eine unzulässig hohe Änderung des Innendrucks im Speicher zu verhindern. Die Überwachung der Überdrucksicherungen hinsichtlich der Häufigkeit des Auslösens gewinnt zunehmend an Bedeutung, um die Höhe betriebsbedingter Emissionen aus dieser Sicherheitseinrichtung zu senken (vgl. Kapitel 5.6.4). Weitere Sicherheitsanforderungen und -vorschriften für Gasspeicher sind u. a. in den „Sicherheitsregeln für landwirtschaftliche Biogasanlagen“ [3-18] enthalten. Die Speicher sollten so ausgelegt sein, dass ca. eine viertel Ta-

TAB. 3.34: KENNWERTE UND EINSATZPARAMETER VON FOLIENHAUBEN, DATEN Z. T. AUS [3-3]

Kennwerte	• Gasspeichervolumen bis 4.000 m³ lieferbar • Überdruck: 5–100 mbar • Foliendurchlässigkeit: es muss mit 1–5 ‰ Biogasverlust am Tag gerechnet werden • Materialien: Butylkautschuk, Polyethylen-Polypropylen-Gemisch, EPDM-Kautschuk
Eignung	• für alle Biogasanlagen mit stehendem Fermenter und Nachgärer mit möglichst großen Durchmessern
Vorteile	+ kein zusätzliches Gebäude notwendig + kein zusätzlicher Platz notwendig
Nachteile	- die aktuelle Methankonzentration im Gasraum des Fermenters kann aufgrund der starken Gasvermischung im großen Gasraum nicht gemessen werden und kann daher die Aktivität der Mikroorganismen nicht widerspiegeln - Wärmedämmung zum Gasraum ist ohne zusätzliches Dach nur gering - ohne zusätzliches Dach windempfindlich
Besonderheiten	• Wärmedämmung durch Doppelfolie mit Lufteinblasung (Tragluftdach) möglich • Rührwerke können nicht auf der Fermenterdecke montiert werden
Bauformen	• Folie als Dach über dem Fermenter • Folie unter einem Tragluftdach • Folie unter einem festen Dach auf einem höher gezogenen Fermenter • freiliegendes und fixiertes Folienkissen • eingehaustes Folienkissen in Extragebäude oder Tank • Folienkissen auf einer Zwischendecke über dem Fermenter • Foliensack, hängend in einem Gebäude (z. B. ungenutzte Scheune) • Folienspeicher unter Tragluftdach
Wartung	• weitestgehend wartungsfrei

TAB. 3.35: KENNWERTE UND EINSATZPARAMETER VON EXTERNEN BIOGASSPEICHERN, DATEN Z. T. AUS [3-3]

Kennwerte	• Gasspeichervolumen bis 2.000 m³ lieferbar (darüber hinaus als Sonderanfertigungen nach Kundenwunsch) • Überdruck: 0,5–30 mbar • Foliendurchlässigkeit: es muss mit 1–5 ‰ Biogasverlust am Tag gerechnet werden • Materialien: PVC (nicht sehr langlebig), Butylkautschuk, Polyethylen-Polypropylen-Gemisch
Eignung	• für alle Biogasanlagen
Vorteile	+ Methankonzentration des aktuell gebildeten Biogases kann im Gasraum des Fermenters gemessen werden (aufgrund der geringen Gasmenge ist dort die Vermischung klein) und spiegelt die Aktivität der Mikroorganismen wider
Nachteile	- ggfs. zusätzlicher Platzbedarf - ggfs. zusätzliches Gebäude
Besonderheiten	• durch Auflegen von Gewichten kann der Druck zur Beschickung des BHKW erhöht werden • Bei Unterbringung in Gebäuden muss auf eine sehr gute Luftzufuhr zum Gebäude geachtet werden um explosionsfähige Gemische zu vermeiden • in Abhängigkeit vom Füllstand kann die Motorleistung des BHKW angepasst werden
Bauformen	• freiliegendes und fixiertes Folienkissen • eingehaustes Folienkissen in Extragebäude oder Tank • Folienkissen auf einer Zwischendecke über dem Fermenter • Foliensack, hängend in einem Gebäude (z. B. ungenutzte Scheune) • Folienspeicher unter Tragluftdach
Wartung	• weitestgehend wartungsfrei

Abb. 3.39: Unterkonstruktion eines Tragluftdaches (links); Biogasanlage mit Tragluftdächern [MT-Energie GmbH]

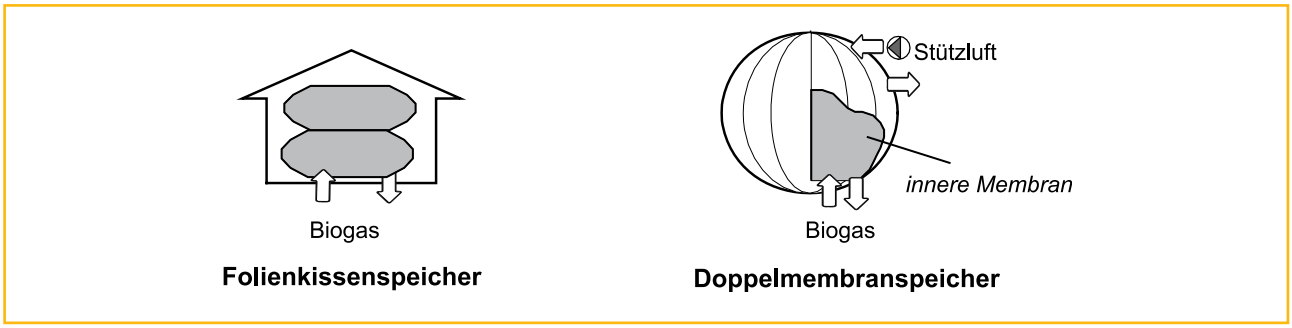


Abb. 3.40: Externe Folienspeicher [ATB]

gesproduktion Biogas gespeichert werden kann, empfohlen wird häufig ein Volumen von ein bis zwei Tagesproduktionen. Unterschieden werden kann zwischen Nieder-, Mittel- und Hochdruckspeichern.

Am gebräuchlichsten sind **Niederdruckspeicher** mit einem Überdruckbereich von 0,5 bis 30 mbar. Niederdruckspeicher bestehen aus Folien, die den Sicherheitsanforderungen gerecht werden müssen. Folienspeicher werden als Gashauben auf dem Fermenter (integrierte Speicher) oder als externe Gasspeicher installiert. Detaillierte Ausführungen erfolgen unter 3.2.4.1 und 3.2.4.2.

Mittel- und Hochdruckspeicher speichern das Biogas bei Betriebsdrücken zwischen 5 und 250 bar in Stahldruckbehältern und -flaschen [3-1]. Sie sind sehr betriebs- und kostenaufwändig. Bei Druckspeichern bis 10 bar muss mit einem Energiebedarf bis zu 0,22 kWh/m³ und bei Hochdruckspeichern mit 200–300 bar mit ca. 0,31 kWh/m³ gerechnet werden [3-3]. Deshalb kommen sie bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen praktisch nicht zum Einsatz.

3.2.4.1 Integrierte Speicher

Wird der Fermenter selbst bzw. der Nachgärbehälter oder das Gärrückstandslager als Gasspeicher verwendet, kommen sogenannte Folienhauben zum Einsatz. Die Folie wird gasdicht an der Oberkante des Behälters angebracht. Im Behälter wird ein Traggestell eingebaut, auf dem die Folie bei leerem Gasspeicher aufliegen kann. Je nach Füllstand des Gasspeichers dehnt sich die Folie aus. Kennwerte können Tabelle 3.34 entnommen werden, Beispiele werden in Abbildung 3.39 gezeigt.

Weit verbreitet sind Tragluftdächer, bei welchen als Witterungsschutz eine zweite Folie über die eigentliche Speicherfolie gelegt wird. In den Zwischenraum der beiden Folien wird über ein Gebläse Luft eingeblasen. Die obere Folie ist so immer im straffen, gespannten Zustand, während die untere Folie sich der zu speichernden Biogasmenge anpassen kann. Der Gasdruck wird bei diesem System weitgehend stabil gehalten.

Abb. 3.41: Beispiel für freistehenden Doppelmembranspeicher [Schüsseler, FNR]

TAB. 3.36: KENNWERTE UND EINSATZPARAMETER VON NOTFACKELN

Kennwerte	• Volumenströme bis 3.000 m³/h möglich • Verbrennungstemperatur 800–1.200 °C • Material: Stahl oder Edelstahl
Eignung	• für alle Biogasanlagen
Besonderheiten	• mit offener oder verdeckter Verbrennung möglich • mit isolierter Brennkammer auch Einhaltung der Vorgaben nach TA Luft möglich, wobei dies bei Notfackeln nicht zwingend vorgeschrieben ist • mit Naturzug oder Gebläse verfügbar • Sicherheitshinweise, insbesondere in Bezug auf den Abstand zum nächsten Gebäude sind zu beachten • Druckerhöhung des Biogases vor der Brennerdüse notwendig
Bauformen	• Einzelaggregat auf eigenem kleinen Betonfundament im Handbetrieb oder automatisierbar
Wartung	• weitestgehend wartungsfrei

3.2.4.2 Externe Speicher

Externe Niederdruckspeicher können in Form von Folienkissen ausgeführt werden. Die Folienkissen werden zum Schutz vor Witterungseinflüssen in geeigneten Gebäuden untergebracht oder mit einer zweiten Folie versehen (Abbildung 3.40). Einen bildlichen Eindruck externer Gasspeicher vermittelt Abbildung 3.41. Die Spezifikationen von externen Gasspeichern sind in Tabelle 3.35 dargestellt.

3.2.4.3 Notfackel

Für den Fall, dass die Gasspeicher kein zusätzliches Biogas mehr aufnehmen können und/oder das Gas z. B. aufgrund von Wartungsarbeiten oder extrem schlechter Qualität nicht verwertet werden kann, muss der nicht nutzbare Teil schadlos entsorgt werden. Die Vorgaben zur Betriebsgenehmigung werden hier bundeslandspezifisch unterschiedlich gehandhabt, wobei ab Gasströmen von 20 m³/h die Installation einer Verwertungsalternative zum BHKW vorgeschrieben ist. Entsprechend der technischen Vorgaben im EEG 2012 (§ 6 Abs. 4 Nr. 2) müssen ab 2014 alle Biogasanlagen mit zusätzlichen Gasverbrauchseinrichtungen ausgerüstet sein. Dieses kann eine stationäre Notfackel, ein Gasbrenner oder auch ein Reserve-BHKW sein. Kennwerte von Notfackeln, die im Biogasbereich eingesetzt werden, zeigt Tabelle 3.36. Ein Beispiel zeigt Abbildung 3.42; der Stand der Technik zum sicheren Betrieb von Fackelanlagen wird in Kapitel 3.2.5 beschrieben.

Abb. 3.42: Notfackel einer Biogasanlage [Riesel, FNR]

3.2.5 Maßnahmen zur Emissionsminderung

3.2.5.1 Substrataufbereitung und Beschickungssysteme

Generell besteht insbesondere bei der offenen bzw. nicht gasdichten Ausführung von Anlagenteilen sowie einem offenen Handling von Wirtschaftsdüngern sowie bei der Rezirkulation von Gärrückständen außerhalb gasdicht geschlossener Anlagenbereiche ein erhöhtes Emissionspotenzial, dass zusätzlich durch eine ungünstige Betriebsweise noch erhöht werden kann.

Offene Hydrolysestufen, Vorgruben und Anmaischbehälter

Offen ausgeführte Hydrolysestufen sind hinsichtlich des Immissionsschutzes kritisch zu bewerten. Im Hydrolysegas sind neben dem Hauptbestandteil Kohlendioxid (CO_2) in der Regel auch relevante Mengen Wasserstoff (H_2) und Methan (CH_4)sowie in Spuren Ammoniak (NH_3) und Schwefelwasserstoff (H_2S) enthalten. Unter Klimaschutzgesichtspunkten sind vor allem die Methanemissionen problematisch. Diese treten insbesondere bei Betrieb in Richtung eines neutralen pH-Wertes auf, das heißt bei der Nutzung von puffernden Substraten wie zum Beispiel Wirtschaftsdüngern oder Gärrückstandrezirkulate. Es kann eine erhöhte Explosions- (CH_4, H_2) und Erstickungsgefahr (CO_2, H_2S) auftreten. Vor allem angrenzende Gebäude sowie Pumpenräume müssen mit ausreichender Zwangsbelüftung und gegebenenfalls mit Warneinrichtungen versehen sein. Dies gilt besonders, wenn sie durch nicht gasdichte Armaturen mit dem Hydrolysebehälter verbunden sind. Bei Hydrolysebehältern selbst ist das Risiko gefährlicher Konzentrationen der genannten Gase besonders hoch bei weitgehend geschlossener, aber nicht gasdichter Ausführung oder bei einem diskontinuierlichen Betrieb von Rührwerken. Dieses kann zur plötzlichen Freisetzung von Gasen führen. Wirtschaftliche Verluste entstehen durch Veratmung (CO_2 und Wärme) sowie durch Verlust brennbarer Gase (CH_4, H_2). Geruchsemissionen können durch verschiedene organische Stoffe, v. a. Fettsäuren, außerdem durch die bereits genannten Spurengase H_2S und NH_3 hervorgerufen werden [3-22]. Es kann derzeit nicht abgeschätzt werden, unter welchen Bedingungen (z. B. die Verweilzeit in der Hydrolyse, Lufteintrag oder Pufferung durch Rezirkulat bzw. Gülle) mögliche Vorteile die o.g. Nachteile überwiegen. Zu nennen sind der von Herstellern postulierte Aufschluss von Substraten sowie die auch mit solchen Anla-

genkonfigurationen mögliche Verbesserung der gleichmäßigen Betriebsführung der Methanisierungsstufe (durch gleichmäßige Temperierung und pH-Wert des Inputmaterials sowie gleichmäßige Fütterung mit angemaischtem Substrat ohne enthaltene Luftblasen). Die Bedeutung von Anlagen mit einer Hydrolysestufe dürfte allerdings gering sein. So wurde bei der DBFZ-Betreiberbefragung 2013 für das Bezugsjahr 2012 nur bei 14 Anlagen (ca. 1,4 % der ausgewerteten Fragebögen) eine Hydrolysestufe angegeben.

In Vorgruben und Anmaischbehältern werden üblicherweise flüssige Wirtschaftsdünger bzw. Rezirkulat mit Feststoffen vermengt und homogenisiert. Während der dafür notwendigen Durchmischung werden besonders bei Einsatz von Rezirkulat gewöhnlich erhöhte Mengen an Methanemissionen freigesetzt [3-24]. Zur visuellen Kontrolle von Störstoffen (vor allem bei Abfallanlagen), kann die Nutzung von Vorgruben und Anmaischbehältern als Eintragssystem sinnvoll sein. Dann sollte die Anmaischung aber möglichst ohne Rezirkulat erfolgen, weil sowohl durch die Umwälzung gelöstes Methan freigesetzt wird als auch in der Vorgrube mikrobiologisch neues Methan gebildet und freigesetzt wird.

Feststoffbeschickung

Bei der Feststoffbeschickung können, abhängig vom Substrat, Gerüche aus offenen Vorlagebehältern entweichen. Zur Vermeidung eignen sich bei Einsatz von geruchsintensiven Substraten (z. B. Geflügelmist) Abdecksysteme, die während der Befüllung geöffnet werden können. Wichtig sind eine versiegelte, leicht zu reinigende Standfläche, eine gute Zugänglichkeit und ein Wasseranschluss. Dieser ermöglicht nach dem notwendigen regelmäßigen Leerfahren des Behälters die leichtere Reinigung toter Ecken. Üblicherweise werden die Feststoffe über Eintragsschnecken eingebracht, die in einem Rohr laufen, das in die Gärflüssigkeit eintaucht. Bei zu niedrigen Füllständen kann über das Eintragssystem unbemerkt Biogas entweichen. Daher ist stets auf einen hinreichenden Füllstand im Fermenter zu achten.

Gerade die Feststoffbeschickung und Substratlagerung gehören zu den lärmintensiven Bereichen einer Biogasanlage. Bei der Anordnung sollte daher auf die Lage in Bezug zu Anwohnern, geräuschabsorbierenden Gebäuden und Landschaftselementen sowie auf die Windrichtung geachtet werden. Die Berücksichtigung eines Lärmgutachtens ist bei größeren Anlagen in der Nähe von Wohngebieten angeraten, meist auch Voraussetzung in Genehmigungsverfahren.

3.2.5.2 Fermenter und Biogasspeicher

Kontinuierlicher Betrieb

Fermentations- und Nachgärbehälter sowie die zugehörigen bzw. externen Biogasspeicher müssen aus Prozess- und Sicherheitsgründen gasdicht ausgeführt sein. Relevante Emissionen in diesen Bereichen sind nur bei Konstruktions- bzw. Fertigungsfehlern, alters- oder witterungsbedingten Schäden, bei fehlerhafter Betriebsweise oder mangelnder Wartung und Kontrolle zu erwarten (siehe Kap. 5.6.4). Lediglich die Gasspeicherfolien haben eine geringe Gasdurchlässigkeit, die nach den Vorgaben der Technischen Information 4 der landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaften weniger als 1.000 $cm^3/(m^2 \cdot d \cdot bar)$ betragen muss. Sie bewegen sich in der Praxis im Bereich von 250–2.000 $cm^3/(m^2 \cdot d \cdot bar)$ [3-21], [3-23], abhängig von der Art der Folie (z. B. EPDM- oder Gewebefolie), der Gastemperatur, dem Differenzdruck sowie der Dicke und Dehnung der Folie. Daraus resultieren ca. 0,1–0,5 % Methanverlust (vgl. Tab. 3.34) in Bezug auf das tägliche Speichervolumen. Die Dichtheit sollte regelmäßig überprüft werden, hierzu kann die DVGW 469 A4 angewendet werden. Emissionsquellen aus dem Betrieb der Fermenter (diffuse Leckagen, Über-/Unterdrucksicherungen) werden unter Kap. 5.6.4.5 erläutert.

Batch-Betrieb

Im Vergleich zu kontinuierlichen, volldurchmischten Vergärungsverfahren entstehen im Batch-Betrieb tendenziell höhere Emissionen. Dies ist insbesondere auf die Betriebsweise einer solchen Anlage zurückzuführen. Vor dem Öffnen der Fermenter muss aus Gründen des Explosionsschutzes der Methangehalt auf max. 20 % der unteren Explosionsgrenze (ca. 0,9 Vol.-%) eingestellt werden. Dies geschieht üblicherweise durch eine Belüftung, weil dabei im Gegensatz zur technisch viel schwierigeren Spülung mit BHKW-Abgasen in einem Schritt eine Atmosphäre erreicht wird, die eine Erstickungsgefahr beim Öffnen der Fermenter verhindert. Zudem bilden sich nach Einbringung einer neuen Substratcharge durch die einsetzende Vergärung zunächst große Mengen an Schwachgas, die, sofern keiner Behandlung zugeführt, in erheblichen klimarelevanten Emissionen münden. Im Sinne einer emissionsarmen Betriebsweise sind diese Gasmengen generell mit im Gassystem zu fassen. Über ein geeignetes Gasmanagement sind diese Schwachgase einer passenden Verbrennungseinrichtung (im Regelfall das BHKW) zuzuführen. Ein weiteres Problem besteht darin, dass das gebildete Methan nicht überall genügend ausgasen kann und sich in einigen Bereichen nesterartig im Substratstapel sammelt. Nach der Entnahme führt das zu Methanemissionen. Daher sollte eine gute Durchmischung mit Strukturmaterial angestrebt werden. Gegebenenfalls können auch Luftstöße zur Auflockerung des Gärmaterials beitragen.

3.2.5.3 Gärrückstandslagerung

Gärrückstandslagerung im kontinuierlichen Betrieb

Emissionen aus der Gärrückstandslagerung entstehen vor allem bei offenen bzw. nicht gasdicht abgedeckten Endlagern (vgl. Kap. 10.2). Die aus den Lagern entweichenden Methanemissionen können im Mittel bis zu 3,5 % der Methanproduktion betragen [3-24]. Aus der Vergärung von stickstoffreichen Substraten (z. B. Hühnertrockenkot) können zudem sehr hohe Ammoniakemissionen resultieren. In Abhängigkeit der gewählten Verfahrenstechnik sowie dem Substrateinsatz empfiehlt die VDI 3475 Blatt 4 bestimmte Mindestverweilzeiten. Sofern eine Einhaltung dieser Aufenthaltszeiten nicht erreicht wird, ist eine gasdichte Abdeckung zu befürworten. Reine Gülleanlagen benötigen prinzipiell keine gasdichte Gärrückstandslagerabdeckung, da die Vergärungsstufe eine emissionsmindernde Funktion im Vergleich zur konventionellen Güllelagerung einnimmt. Ebenso wird es nach EEG 2012 für die Güllekleinanlagen praktiziert. Biogasanlagen, die NawaRo bzw. NawaRo-Gemische einsetzen, sollten generell über eine gasdichte Lagerung verfügen. Neuanlagen haben nach EEG 2012 150 Tage Verweilzeit im gasdichten System einzuhalten. Für Altanlagen ist eine

Mindestverweilzeit im Fermenter von mehr als 110 Tagen empfohlen oder maximale Restgasemissionen von 1 % müssen technisch gewährleistet sein (Bestimmung über Batch-Tests bei einer Verweilzeit von 60 Tagen und einer Temperatur von 20 °C), um auf eine gasdichte Lagerung verzichten zu können, ansonsten sind 150 Tage im gasdichten System vorzusehen [3-30]. Für gasdicht abgedeckte Gärrückstandslager hingegen sind i. d. R. keine Emissionen nachweisbar, ausgenommen der Gasdiffusion durch die Folien sowie diffuse Leckagen. Gemäß dem Stand der Technik müssen bei Neuanlagen nach EEG 2012 die Gärrückstandslager gasdicht mit Einbindung in die Gasstrecke ausgerüstet werden, so lange nicht ausschließlich Gülle vergoren wird.

Gärrückstandslagerung im Batch-Betrieb

Problematisch wirkt sich insbesondere die offene Lagerung des ausgefaulten Substrats nach dem Chargen-Wechsel aus. Die Restgasemissionen können erheblich sein, teilweise wurden während der Lagerung (z. T. mehrere Tage) bis zu 11 % der durchschnittlichen Methanproduktion einer Anlage nachgewiesen [3-24]. Der richtige Umgang mit dem Gärrückstand ist damit ein weiterer wesentlicher Bestandteil zur Emissionsminderung bei Batch-Betrieb. Generell soll eine möglichst schnelle Aerobisierung der Gärrückstände angestrebt werden, um die Bildung von Methanemissionen zu vermeiden. Eine Nachkompostierung der Gärrückstände ist hinsichtlich der möglichen NH_3-Verluste beim Umsetzen der Gärrückstände problematisch. Auch Lachgasemissionen können auftreten. Eine geeignete technische Lösung steht für diesen Anwendungsfall und Maßstab jedoch noch nicht zur Verfügung. Wichtig für die Nachkompostierung ist die Einhaltung der guten fachlichen Praxis. Unter Klimaschutzgesichtspunkten besteht die beste Option vorerst in einer direkten, möglichst schnellen und fachgerechten Ausbringung der Gärrückstände, verbunden mit direkter Einarbeitung.

3.2.5.4 Gärrückstandaufbereitung

Separation

Durch die Separation und getrennte Ausbringung von festen und flüssigen Gärrückständen ist eine Halbierung der NH_3-Emissionen bei der Ausbringung möglich [3-24]. Allerdings können bei der Separation und bei den Folgeschritten auch Emissionen entstehen. Die Gesamt-N-Gehalte der Feststoffe aus dem Separationsprozess liegen für NawaRo-Anlagen im Mittel bei ca. 6,5 kg N/t, wovon ca. 40 % als Ammoniumstickstoff (NH_4-N) vorliegen [3-27]. Dadurch kommt es bei der Separation zu NH_3-Emissionen und bei der Lagerung bzw. Nachkompostierung des separierten Gärrückstandes vor allem zu Methan- und ggf. auch zu NH_3-und Lachgasemissionen. Die beste Möglichkeit zur Verminderung von Ammoniakemissionen bei der Separierung ist die eingehauste Aufstellung und die Behandlung der Abluft über saure Wäsche. Der Ammoniak steht dann als flüssiger N-Dünger zur Verfügung. Wirtschaftlich wird eine solche Konfiguration nur bei Abfallanlagen mit Annahmehalle oder bei Anlagen mit Gärrückstandtrocknung möglich sein (Mitbehandlung der Abluft mit den übrigen zu behandelnden Abluftströmen). Mindestens sollte zur Vermeidung der Ammoniakemissionen bei der Separation diese in einem schattigen und windgeschützten Bereich aufgestellt sein. Dies gilt auch für die weitere Lagerung des Gärrückstandes. Ammoniakemissionen bei der Lagerung werden außerdem durch geringe Ammoniumgehalte im festen Gärrückstand vermieden. Wenn im Betrieb insgesamt eine Schwefeldüngung vorgesehen ist, kann dieser Schwefel auch zum festen Gärrückstand gegeben werden und so gleichzeitig Ammoniakverluste vermindern.

Lachgasemissionen lassen sich zumindest in gewissem Umfang minimieren, indem der Gärrückstand nur kurz gelagert und zügig zur Düngung verwendet wird. Ebenfalls kann das C/N-Verhältnis durch die Zugabe C-reicher Materialien, wie Grünschnitt, Hackschnitzel oder Stroh erweitert werden. Auch über einen hohen Separationsgrad wird prinzipiell durch höhere Flüssig-

EINSATZ VON GÄRRÜCKSTANDSEPARATION

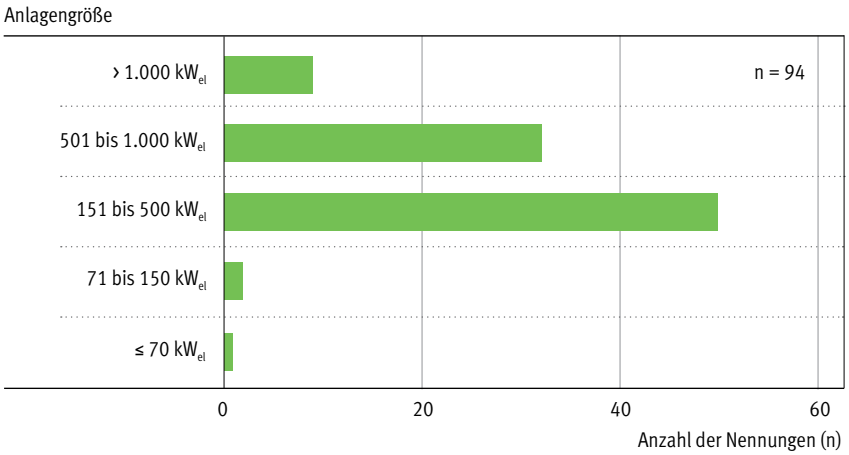


Abb. 3.43: Einsatz von Gärrückstandseparation in Abhängigkeit zur Anlagengröße [DBFZ]

keitsabscheidegrade auch mehr Ammonium abgeschieden und dadurch das C/N-Verhältnis des verbleibenden, trockeneren Gärrückstandes erweitert.

Eine gute Belüftung bei vorgesehener längerer Lagerung (z. B. über die Beimischung von Strukturmaterial wie z. B. Grünschnitt) vermindert nach der eintretenden Nitrifizierung die folgende Denitrifizierung, bei der meist der größere Umfang an Lachgas entsteht. Dies kann insgesamt zu einer Verminderung der Lachgasemissionen führen, ist jedoch nicht untersucht. Eine verbesserte Belüftung der Mieten bei notwendiger Lagerung sorgt auf jeden Fall für geringere Methanemissionen.

Gärrückstandtrocknung

Beim Einsatz von Gärrückstandtrocknungen (vgl. 10.4.1.3) entstehen verfahrensbedingt hohe Staub-, Geruchs- und NH_3-Emissionen, daher können diese Anlagen aus Sicht des Immissionsschutzes i. d. R. nicht ohne eine entsprechende Abluftreinigung betrieben werden. Den wichtigsten Bestandteil stellt dabei die Nutzung eines sauren Wäschers zur Reduktion der Ammoniakgehalte dar. Idealerweise kann dieser noch durch Staub- und Biofilter zu einem 3-stufigen Abluftreinigungssystem ergänzt werden. Für solarunterstütze Trocknersysteme konnten beispielsweise Emissionen von 25,9 g_{NH_3}/kg_{TM} für unbehandelten Gärrückstand und 7,75 g_{NH_3}/kg_{TM} für separierten Gärrückstand nachgewiesen werden [3-26].

3.2.5.5 Fackelanforderungen

Die Hersteller geben für Nieder- bis Mitteltemperaturfackeln üblicherweise eine Verbrennungseffizienz von 99 bis 99,9 % an. Das Abfackeln von Biogas soll im Jahresverlauf 50 h/a gemäß VDI 3475 Blatt 4 nicht übersteigen [3-30]. Die so behandelten Mengen sind also relativ gering. Daher sind keine weitergehenden gesetzlichen Anforderungen bezüglich zulässiger Emissionen aus Gasfackeln gefordert. Üblicherweise verwendete Notfackeln benötigen je nach Anbieter einen Methangehalt im Bereich von 25–70 %, so dass vom Normalbetrieb abweichende Zustände, wie etwa der Ausfall des BHKW oder das Abfackeln von Gasüberschüssen sicher geführt werden können.

Für eine ständige Betriebsbereitschaft sind Gasfackeln regelmäßig zu warten und zu kontrollieren, inklusive der zugehörigen Dokumentation im Betriebstagebuch [3-30]. Die allgemeinen technischen Anforderungen sind gemäß [3-29] nach den Empfehlungen der BG-Regel 127 und des Sachverständigenkreises (SVK) Biogas zu richten und beinhalten im Wesentlichen folgende Forderungen:

- Flammenüberwachung,
- automatischer Betrieb,
- automatisches Schließen des Sicherheitsventil bei Auslösung der Flammenüberwachung,
- Saugdrucküberwachung bei Installation mit Verdichter, damit Gasspeicherraum nicht in den Unterdruckbereich fällt,
- Brennmuffel bzw. sicherheitstechnische Verschalung,
- installierte Flammendurchschlagsicherung und
- ausreichende Explosionsfestigkeit der Ausführungen und Rohrleitungen (PN 6) [3-29].

Mit den angeführten Anforderungen sind ein sicherer Fackelbetrieb und damit eine zuverlässige Verbrennung des Biogases im Störungsfall gewährleistet. Beim Einsatz von Hochtemperaturfackeln ist aufgrund der sehr hohen Verbrennungstemperaturen von einem sehr niedrigen Emissionsgrad auszugehen. Mit § 66 EEG 2012 ist für alle Neu- und Bestandsanlagen ab dem 01.01.2014 die Forderung einer sekundären Gasverbrauchseinrichtung verbunden. Im Regelfall wird dazu eine Notfackel genutzt, dieses kann aber auch durch ein sekundäres BHKW oder einen Gaskessel realisiert werden.

3.3 Biogas-Kleinanlagen

3.3.1 Ziele und Rahmenbedingungen

Mit der 2012-Novellierung des Erneuerbar-Energien-Gesetz (EEG) wurde eine Sondervergütung für kleine Biogasanlagen bis 75 kW installierte elektrische Leistung, die vornehmlich Gülle vergären, eingeführt. Ziel der besonders hohen Vergütung für Kleinanlagen zur dezentralen Wirtschaftsdüngervergärung ist die verstärkte Erschließung dieses Potenzials, von dem bislang in Deutschland erst etwa ein Viertel zur Biogasgewinnung genutzt wird. Nicht zuletzt soll damit auch eine Reduzierung der klimarelevanten Methanemissionen erreicht werden, die ansonsten bei der Güllelagerung entstehen.

3.3.1.1 Strukturelle Rahmenbedingungen

Wirtschaftsdünger, vor allem Gülle, sind wegen des hohen Wassergehaltes sowie der eher geringen spezifischen Gasausbeute und der daraus resultierenden geringen Energiedichte wenig transportwürdig. Die Nutzung dieser Potenziale erfordert daher kostengünstige und einfach zu betreibende Anlagen im kleinen Leistungsbereich. Bei reiner Güllevergärung entsprechen 100 Großvieheinheiten (GV) in etwa 15 kW Biogasleistung (abhängig von Tierkategorie, Fütterung, Leistung, Weidegang, Einstreu etc.). Sehr viele zukunftsfähige Betriebe erweitern im Rahmen des Strukturwandels ihre Viehbestände auf 150–300 GV. Wenn diese Güllemengen samt Futterresten wirtschaftlich erschlossen werden sollen, müssen die Biogasanlagen niedrige Investitionskosten aufweisen und mit wenig Aufwand robust zu betreiben sein.

3.3.1.2 Technische Rahmenbedingungen

Gülle ist hydraulisch recht einfach zu beherrschen. Daher können bei hohen Gülleanteilen auch relativ problemlos hydraulisch herausfordernde Substrate wie Gras oder Festmist integriert werden. Die Mischtechnik sollte dabei für die Anforderungen des Substratgemisches geeignet sein. Bei der Auswahl der Technik ist zu berücksichtigen, dass je nach Haltungsverfahren und Tierart, Einstreu und längere Faserkomponenten (z. B. Stroh oder Futterreste) zu Verstopfungen, Sink- oder Schwimmschichten führen können, wenn die Fermenter enge, unzugängliche Einbauten aufweisen.

Auch prozesskinetisch ist Gülle ein sehr einfaches Substrat. Es ist sehr gut gepuffert und erlaubt von der Hydrolysegeschwindigkeit eine gute Abstimmung der verschiedenen Stoffwechselschritte des Prozesses. Reinigungs- und Desinfektionsmittel, besonders auch Klauenbäder, die im Stallbereich eingesetzt werden und mit der Gülle vergärt werden sollen, müssen allerdings auf ihre Prozessverträglichkeit geprüft werden.

Abb. 3.44: Kleine Hofanlagen zur Güllevergärung [agriKomp GmbH]

Aspekte wie vorhandene Viehhaltungskapazität bzw. verfügbare Güllemengen müssen bei der Planung ebenso berücksichtigt werden, wie die geringere Ausbeute an Strom beim Einsatz nachwachsender Rohstoffe (bis zu 20 % auf Massebasis erlaubt). Diese geringere Ausbeute resultiert vor allem auf Grund der verminderten elektrischen Wirkungsgrade von kleineren BHKW, die maximal 35 % erreichen, Große Aggregate können währenddessen bis zu 44 % erreichen. Die Stromerzeugung aus Energiepflanzen liegt dadurch um ca. 20 % unter der Verwertung der gleichen Substrate in größeren Anlagen. Ob dies durch eine bessere Wärmeverwertung ausgeglichen werden kann, muss für jedes Projekt mit Einsatz von Energiepflanzen im Einzelfall geprüft werden. Für die Verwertung wenig transportwürdiger Substrate, wie z. B. Gülle, gilt dies nicht, da deren Nutzung durch die dezentralen kleinen Anlagen erst möglich wird.

Bei reiner Güllevergärung ist auch die Wärmebilanz der Anlagen im Winter unter Umständen ein kritischer Punkt. Sie sollte daher unbedingt berechnet werden. Dabei muss geprüft werden, ob die Wärme auch bei längeren Kälteperioden zur Versorgung der Anlage und des externen Wärmebedarfes ausreicht. Die externe Wärmenutzung ersetzt in diesem Bereich meist direkt einen teuren Brennstoff für Stall- oder Wohnhausbeheizung, ist also sehr wichtig für die Wirtschaftlichkeit und Ökobilanz der Anlagen. Gegebenenfalls ist eine Isolierung des Fermenterdaches notwendig (bei Rührkesseln meist isoliertes Betondach statt Tragluftdach). Zu berücksichtigen sind auch Raumbelastung und Verweilzeit, die unter Umständen auf Grund des Kostendrucks bei kleinen Anlagen, insbesondere bei Containeranlagen oder anderen Fertiganlagenkonzepten kritisch werden können. Bei günstigen Bedingungen (ideal ist ein gleichzeitiger Bau von BGA und Güllelager) lässt sich der große Lagerungsbedarf für Gülle wegen der begrenzten Ausbringzeiten gut mit langen Verweilzeiten im Nachgärlager einer Biogasanlage kombinieren.

3.3.1.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Im EEG 2012 wurden besondere Anreize für güllebasierte Kleinanlagen bis zu einer installierten elektrischen Leistung von 75 kW unter bestimmten Bedingungen gesetzt (§ 27b). Die über 20 Jahre (plus Inbetriebnahmejahr) garantierte Vergütung betrug 25,0 Cent pro Kilowattstunde bei Inbetriebnahme im Jahr 2012. Diese Vergütungsklasse unterliegt einer Degression von 2,0 % (§ 20, Abs. 2, Nr. 5). Das bedeutet, dass Neuanlagen mit Inbetriebnahme in den kommenden Jahren folgende Vergütung erhalten (vgl. Kap. 7.3 und 7.5):

- 2013: 24,50 ct/kWh
- 2014: 24,01 ct/kWh
- 2015: 23,53 ct/kWh

Bedingungen für den Erhalt dieser Sondervergütung sind, dass

- zur Erzeugung des Biogases in dem jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich ein Anteil von Gülle im Sinne der Nummern 9 (Pferdemist) und 11 bis 15 (Rinderfestmist, Rindergülle, Schafmist, Ziegenmist, Schweinefestmist, Schweinegülle) der Anlage 3 zur Biomasseverordnung von mindestens 80 Masseprozent eingesetzt wird;
- die installierte Leistung am Standort der Biogaserzeugungsanlage insgesamt höchstens 75 Kilowatt beträgt und
- die Stromerzeugung am Standort der Biogaserzeugungsanlage erfolgt, d. h. es ist kein Satelliten-BHKW möglich.

Weiterhin besteht nach § 27 Absatz 5 die Pflicht zur Nachweisführung, welche Biomasse eingesetzt wird, mittels eines Einsatzstoff-Tagebuchs. Wenn außer Gülle im Sinne des § 2, Satz 1, Nummer 4 des Düngegesetzes („Gülle: Wirtschaftsdünger aus tierischen Ausscheidungen, auch mit geringen Mengen Einstreu oder Futterresten oder Zugabe von Wasser, dessen Trockensubstanzgehalt 15 vom Hundert nicht übersteigt“) weitere Substrate eingesetzt werden, muss außerdem eine Verweilzeit von mindestens 150 Tagen im gasdichten System eingehalten werden. In der Regel muss dann das Gärrückstandslager gasdicht abgedeckt werden.

3.3.2 Angebotene Technologien

Aus Anbietersicht wird das Segment sehr unterschiedlich bewertet. Viele Hersteller messen der Kategorie der güllebasierten Kleinanlagen keine oder wenig Bedeutung bei. Andere Hersteller sehen gute Voraussetzungen, das Segment erfolgreich zu bedienen. Ein wichtiges Argument, sich mit den Konzepten güllebasierter Kleinanlagen näher zu beschäftigen, sind die Exportmärkte, was auch von verschiedenen Herstellern explizit genannt wird. Weltweit gibt es sehr viele Tierhaltungsstandorte in entsprechender Größe. Da es in anderen Ländern oft keine besondere Vergütung für Energiepflanzen gibt, können kosteneffiziente und betriebssichere Anlagen im kleineren Leistungs-

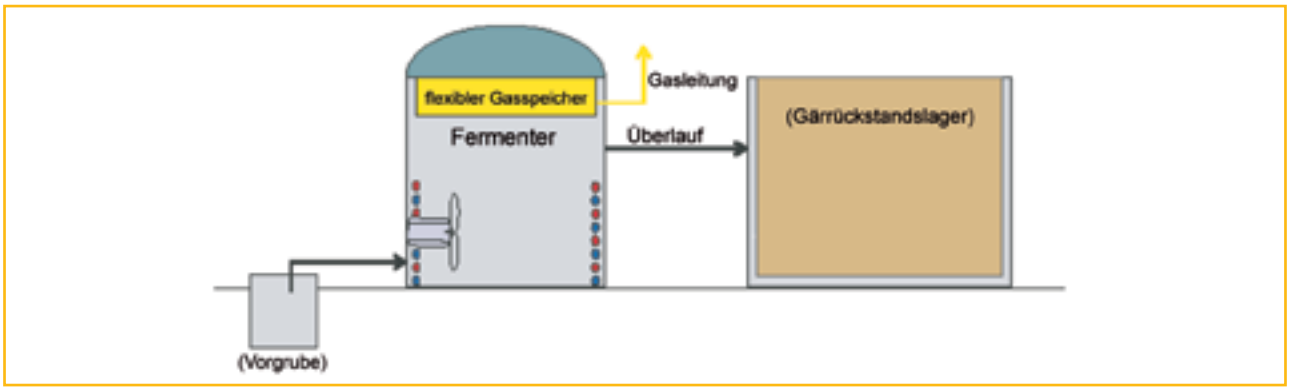


Abb. 3.45: Güllevergärungsanlage, Güllezuführung über Pumpe aus Vorgrube [DBFZ]

bereich daher besondere Bedeutung für den wachsenden Export von Biogastechnik aus Deutschland erhalten.

Der Markt zeigt eine erhebliche Breite an unterschiedlichen technischen Lösungen. Diese reichen von für den Standort maßgeschneiderten Konzepten unter weitestgehender Nutzung vorhandener Einrichtungen (z. B. Güllelager und -pumpen, Gebäude zum Einbau von BHKW oder Einbindung des BGA-Baus in ein Stallneubaukonzept) bis zu verschiedenen Spezialkonzepten, deren wesentliche Teile komplett im Werk vorgefertigt werden. Teilweise wurden vorhandene Konzepte speziell für diese Anlagenklasse optimiert und vor allem unter Kostengesichtspunkten vereinfacht.

Der Betrachtung von Schnittstellen bzw. Eigenleistungen muss bei den Angeboten Beachtung geschenkt werden. Unter Hinzuziehung eines neutralen Beraters (z. B. der Landwirtschaftskammern) ist eine Angebotsprüfung hinsichtlich der Gesamtinvestitionen inklusive der bauseits zu erbringenden Leistungen mit Überprüfung der Wirtschaftlichkeit empfehlenswert. Auch ist die technische Eignung des angebotenen Verfahrens unter Einbeziehung der konkret verfügbaren Substrate zu prüfen. Nach Möglichkeit sollten dazu Referenzanlagen besichtigt werden. Bei der technischen Bewertung von Angeboten müssen u. a. Aspekte wie Verweilzeit, Raumbelastung und Substratflexibilität berücksichtigt werden. Der vorgeschriebene Anteil von mindestens 80 % tierischer Wirtschaftsdünger (siehe Kap. 3.3.1) besteht bei den Kleinanlagen weitgehend aus Gülle, da entsprechend große Tierhaltungsanlagen meist auf Flüssigmistbasis arbeiten. Dies hat den großen Vorteil, dass neben dem hohen Gülleanteil relativ problemlos hydraulisch herausfordernde Substrate, wie strohreicher Mist oder Grassilage mit vergoren werden können.

3.3.2.1 Rührkesselanlagen

Rührkesselfermenter sind im Bereich der 75 kW-Klasse besonders weit verbreitet. Sie werden von vielen Herstellern angeboten. Meist sind es die von den jeweiligen Anlagenbauern und Planern angebotenen üblichen Anlagenkonzepte in vereinfachter Ausführung. Dabei werden soweit wie möglich vorhandene Elemente genutzt. Als Vorgrube dient häufig der Gülle-Sammelschacht des vorhandenen Stalls, auch die dort üblicherweise vorhandene Pumpe wird meist in das Konzept eingebunden. Soweit möglich, werden auch vorhandene Güllelager als Gärrückstandslager verwendet. Zu beachten sind dabei die Anforderungen an die Verweilzeit im gasdichten System (3.3.1).

Unterschiede bei diesen Anlagenkonzepten bestehen vor allem in der Substratzuführung, in der Behälterabdeckung (hier besteht ein enger Zusammenhang zur Gasspeicherung) und im Bereich der Rührtechnik. Es kommen alle möglichen Kombinationen in der Praxis vor, die in den Abbildungen 3.45 bis 3.49 dargestellten Beispiele erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Zur Vereinfachung wurden bei den Abbildungen die Substratzuführungsvarianten weggelassen.

Substratzuführung

Die Substratzuführung erfolgt bei reinen Gülleanlagen üblicherweise mit einer Pumpe; soweit nur geringe Anteile an Feststoffen zugeführt werden, erfolgt deren Zugabe häufig über die Vorgrube. Feststoffe wie Futterreste, Mist und NawaRo in größeren Mengen werden meist mit der Kombination aus Vorlagebehälter und Schnecken oder auch mit Rachentrichterpumpen zugeführt.

Teilweise wird als Kosubstrat Getreidekorn verwendet, dass in einem Getreidesilo gelagert wird und voll automatisch zugeführt werden kann. Die Rührtechnik kann bei der Substratkombination Gülle + Getreidekorn recht einfach gestaltet sein. Wegen der geringen Flächenproduktivität von Getreidekorn, noch dazu in Verbindung mit den geringeren elektrischen Wirkungsgraden von kleinen Anlagen ist die Nutzung von Getreide hinsichtlich einer effizienten Biomasse- und Flächennutzung jedoch kritisch zu sehen.

Behälterabdeckung

Auch im Segment der Kleinanlagen werden die meisten Behälter gasdicht mit Membranen (Tragluftdächer oder einschalige Gasspeichermembranen) abgedeckt. Im Vergleich zu größeren Anlagen ist in der 75 kW-Klasse jedoch der Anteil zweischaliger Dächer (meist Tragluftdächer) geringer. Dafür sind die Anteile einschaliger Gasspeicher und fester Betondächer deutlich höher. Der Einsatz einschaliger Gasspeicherdächer dient vor allem der Kostenreduktion, hat aber auch technische Gründe: bei kleinen Behältern ist der Segeleffekt bei Wind und nicht straff gefülltem Gasspeicher weniger ausgeprägt, es kann also kaum zu Schäden kommen. Betondächer sind auf kleineren Behältern konstruktions- und kostenseitig einfacher zu installieren als auf großen Behältern. Bei letzteren sind neben einer geeigneten Mittelstütze ggf. weitere statische Elemente erforderlich. Beton-

dächer dienen teilweise der Einbindung von Axialrührwerken. Vor allem wird dadurch die Möglichkeit zur Wärmeisolierung der Behälter verbessert. Anlagen mit ausschließlicher Güllevergärung lagern die vergorene Gülle häufig offen, meist in vorhandenen Behältern. Wenn weder auf dem Fermenter, noch auf dem Gärrückstandslager ein ausreichender Gasspeicher installiert ist, muss mit externem Gasspeicher gearbeitet werden. Dies gilt nicht nur für Rührkessel, sondern in noch höherem Maße auch für die übrigen Fermentertypen.

Bei offener Lagerung von vergorener Gülle müssen auch die erhöhten Ammoniakemissionen beachtet werden. Eine Minderung ist durch eine Abdeckung möglich, z. B. mit schwimmenden Polygonen aus Kunststoff, in gewissem Maße auch durch Beschattung und Windschutz (Bäume). Bei Nutzung vorhandener Güllelager ist die gasdichte Abdeckung häufig wegen fehlender technischer Eignung oder je nach Genehmigungsbehörde wegen Verlust des Bestandsschutzes (z. B. fehlende Leckerkennungsdrainage) unverhältnismäßig. Beim Neubau von Behältern stehen die Mehrkosten für eine gasdichte Abdeckung hingegen in einem vernünftigen Verhältnis zu den eingesparten Emissionen, zu höheren Erträgen durch Nutzung des Restgaspotenziales und zu einer besseren Auslastung des BHKW aufgrund des höheren Gasspeichervolumens. Neugebaute Behälter sollten daher in jedem Fall gasdicht ausgeführt sein.

Rührtechnik

Ebenso wie bei größeren Anlagen werden auch bei den Kleinanlagen verschiedene Rührwerksausführungen eingesetzt. Neben Tauchmotorrührwerken werden seitlich schräg oder horizontal eingebundene Rührwerke mit Wellendurchführung und außenliegendem Motor verwendet. Bei Betondächern werden außerdem mittig oder seitlich angeordnete Axialrührwerke eingesetzt (siehe Abb. 3.46). Die Länge der Wellen, die Größe der Rührflügel und die Umdrehungsgeschwindigkeiten variieren ebenso wie bei größeren Anlagen (vgl. Kapitel 3.2.2). Auch hier gilt selbstverständlich der Zusammenhang zwischen der Umdrehungsgeschwindigkeit und der Flügel- bzw. Paddelgröße. Je größer die Flügel- bzw. Paddel sind, umso langsamer müssen sie gedreht werden. Üblicherweise werden kurzflügelige Rührwerke mit hohen Umdrehungsgeschwindigkeiten im Intervallbetrieb, langflügelige Rührwerke dagegen kontinuierlich arbeitend eingesetzt.

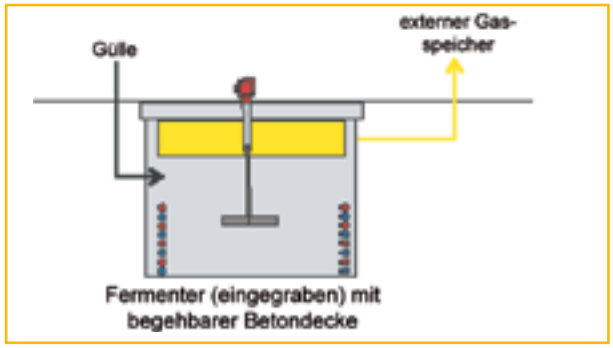


Abb. 3.46: Fermenter mit axialem Rührwerk auf Betondecke [DBFZ]

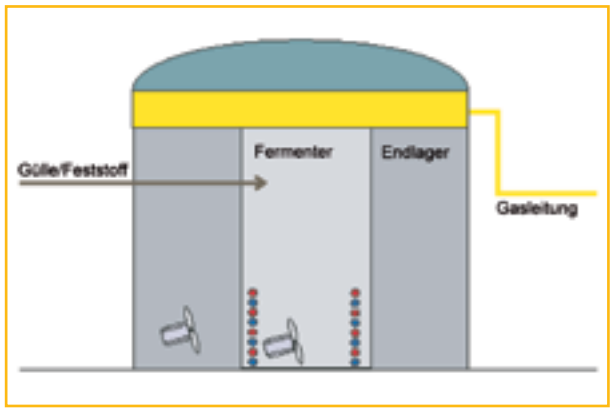


Abb. 3.47: Ringsystem mit innen liegendem Fermenter, außen liegendem Gärrückstandslager [DBFZ]

Besonderheiten

In der Kleinanlagenklasse werden zwei Besonderheiten bei Rührkesselfermentern angeboten:

- ein Selbstbausatz aus Holzdauben, der vorgefertigt angeliefert und durch umfangreiche Eigenleistung mit Hilfe eines Richtmonteurs des Anlagenbauers aufgestellt wird, sowie
- ein Anlagentyp mit 2 Betonringen, bei dem im inneren Ring der Fermenter und im äußeren Ring das Gärrückstandslager untergebracht ist (Abb. 3.47).

Im Kleinanlagenbereich werden auch Anlagen mit vorgelagerter Hydrolyse angeboten. Wird diese Hydrolyse nicht gasdicht ausgeführt, treten erhöhte Emissionen auf (vgl. Kap. 3.2.5 und 5.6.4). Eine solche Ausführung sollte also unterbleiben. Es muss außerdem berücksichtigt werden, dass Gülle ein sehr gut gepuffertes Substrat mit pH-Werten im neutralen bzw. schwach

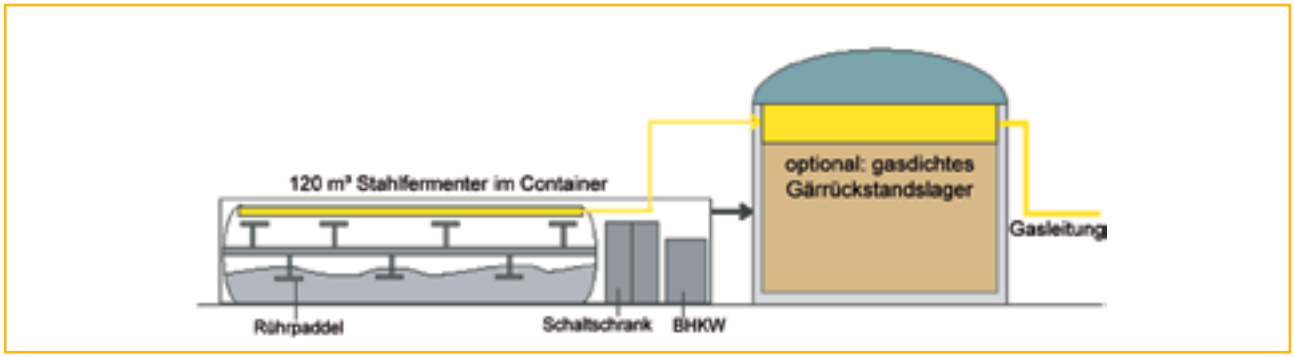


Abb. 3.48: Horizontaler Fermenter mit BHKW und weiterer Technik im Container [DBFZ]

sauren Bereich ist. Bei den hohen Gülleanteilen der Kleinanlagenklasse sind die mit einer separaten Hydrolyse normalerweise beabsichtigten niedrigen pH-Werte also kaum erreichbar.

3.3.2.2 Horizontale Fermenter

Horizontale Fermenter mit liegendem Paddelrührwerk werden im Kleinanlagenbereich sowohl – wie bei großen Anlagen üblich – als frei aufgestellte Fermenter angeboten, als auch integriert in 40 Fuß-Container (Abb. 3.48). Teilweise ist dabei die komplette Anlagentechnik in einem Container untergebracht, also ein entsprechend kleiner Fermenter, das BHKW und die weitere Anlagentechnik. Die Gasspeicherung erfolgt optional in einem gasdicht abgedeckten Gärrückstandslager oder in einem externen Gasspeicher. Die Verweilzeit in einem solchen Fermenter sollte kritisch geprüft werden.

3.3.2.3 Kompaktanlagen (Turm- oder Container)

Von mehreren Herstellern werden Kompaktanlagen angeboten, deren Kernelement jeweils ein oder zwei Türme mit jeweils unterschiedlicher Ausgestaltung sind (Abb. 3.49 und 3.50). Alle Varianten werden als Hochlastverfahren angeboten. Die Substratdurchmischung erfolgt jeweils hydraulisch mittels Pumpe. Verfahrenselemente wie integrierte Hydrolysezone, Oberflächenvergrößerung, selektive Verweilzeit und Biomasserückführung sollen in diesen Anlagen eine hohe Leistungsdichte ermöglichen. Je nach Substrat (z. B. Futterreste, Einstreu oder Gras als Kosubstrat) und örtlichen Bedingungen (z. B. notwendiger Neubau Güllelagerung) müssen die technische Eignung sowie die Vorteile der jeweiligen Technologie, möglichst unter Hinzuziehung eines neutralen Beraters und mehrerer Referenzen, gründlich geprüft werden.

Die im Container fertig angelieferten Horizontalfermenter mit Paddelrührwerk sind oben bereits behandelt, werden daher hier nicht nochmal aufgeführt.

Ein Fermentertyp, der in 40 Fuß-Container eingebaut ist, beinhaltet einen vertikalen, schlaufenförmigen Pfropfenstrom. Der Propfenstromcharakter kann so sehr gut sichergestellt werden. Der Umgang mit Sink- und Schwimmschichten bzw. die Zugänglichkeit zu den vertikalen Strömungskanälen sind auch hier je nach Substratcharakter zu prüfen.

3.3.2.4 Weitere Kleinanlagenkonzepte

Ein Verfahren mit Einschubschacht für die festen Substrate und Beregnungstechnik ermöglicht bei hohen Gülleanteilen selektive Verweilzeiten für den Feststoffanteil und die gute Beherrschung höherer Anteile fester Substrate wenn der Wirtschaftsdüngeranteil zu großen Teilen aus Festmist besteht. Hierbei werden die dünnflüssigen Substrate aus dem unteren Fermenterraum abgezogen und anschließend zur Beregnung der Fermenteroberfläche mit frequenzgesteuerter Pumpe eingesetzt.

Als Verfahren mit geringer verschleißanfälliger Technik im Fermenter und besonderer Eignung für hohe Gülleanteile wird auch im Kleinanlagenbereich das Pfefferkornprinzip angeboten. Dabei wird durch die Schließung von Ventilen in einer Kammer der beiden Ringe ein höherer Gasdruck erzeugt. So entsteht ein Niveauunterschied des Substrates. Bei Erreichung eines bestimmten Druckunterschiedes wird das Gasventil automatisch geöffnet, es erfolgt ein Druckausgleich. Das Substrat strömt aus der Kammer mit höherem Niveau über Mischklappen in die andere Kammer und wird ohne externe Energie durchmischt.

Abb. 3.50: Kleinanlage mit Kompaktfermenter (Turm) [4Biogas]

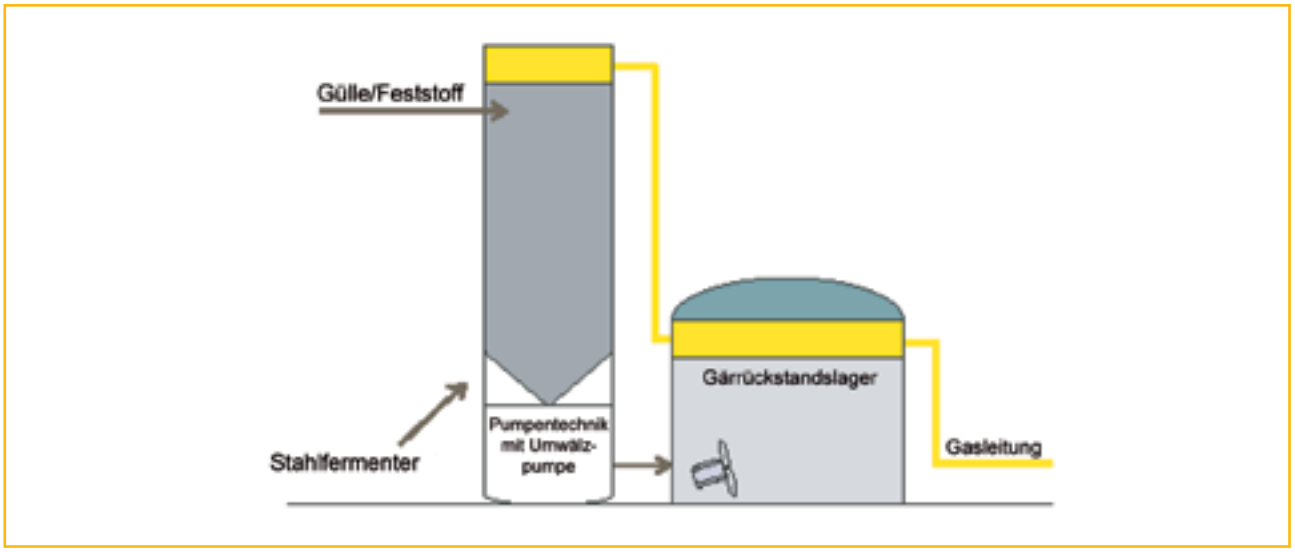


Abb. 3.49: Kompaktfermenter (Turm) mit hydraulischer Durchmischung [DBFZ]

Zur sicheren Beherrschung möglicher Schwimmdecken werden von einem Anbieter zusätzlich ein bis zwei schwach dimensionierte Paddelrührwerke in der äußeren Kammer eingebaut.

Zur Vergärung des in dieser Anlagenklasse möglichen Festmistes würden sich prinzipiell auch verschiedene Garagen- bzw. Containerverfahren mit Perkolation eignen. Es muss aber bezweifelt werden, ob diese Verfahren unter ökonomischen Bedingungen die dann notwendige Verweilzeit von 150 Tagen im gasdichten System sicherstellen können. Daher wird hier auf die entsprechende Darstellung verzichtet.

3.4 Relevante technische und Arbeitsschutzregelwerke

Neben den gesetzlichen Vorschriften zu Anlagen- und Arbeitssicherheit sowie zum Umweltschutz existiert eine Reihe von Regelwerken, die sich mit technischen Anforderungen an Biogasanlagen beschäftigen. Nachfolgend werden einige Wichtige beispielhaft genannt:

Grundsätze von Sicherheitsgutachtern:
SVK Biogas – Grundsätze für die Sicherheit von Biogasanlagen

Regeln der Berufsgenossenschaften:
BG Technische Information 4 Sicherheitsregeln für Biogasanlagen
BG-Regel 104 Explosionsschutz-Regeln
BG-Regel 117 Arbeiten in Behältern, Silos und engen Räumen
BG-Regel 127 Arbeit auf und in Deponien

DIN-Normen:
DIN 11622-2 Gärfuttersilos und Güllebehälter
DIN 1045 Tragwerke aus Beton, Stahlbeton und Spannbeton
DIN EN 14015 Auslegung und Herstellung standortgefertigter, oberirdischer, stehender, zylindrischer, geschweißter Flachboden-Stahltanks für die Lagerung von Flüssigkeiten bei Umgebungstemperatur und höheren Temperaturen
DIN 18800 Stahlbauten
DIN 4102 Brandverhalten von Baustoffen und Bauteilen
DIN 0100 Teil 705 Errichten von Niederspannungsanlagen
DIN EN 13463 Nicht-elektrische Geräte für den Einsatz in explosionsgefährdeten Bereichen

DVGW-Arbeitsblätter:
G 262 Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung
VP 265 ff Anlagen für die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze
G 415 Leitfaden für Planung, Bau und Betrieb von Biogasleitungen
G 462 Teil 1 und 2 Errichtung von Gasleitungen bis 4 bar (bzw. 4–16 bar) Betriebsdruck
G 469 Druckprüfverfahren für Leitungen und Anlagen der Gasversorgung
G 600 Technische Regeln für Gas-Installationen DVGW-TRGI 2008
G 1030 Anforderungen an die Qualifikation und die Organisation von Betreibern von Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung, Aufbereitung, Konditionierung oder Einspeisung von Biogas

VDE- und VDI-Richtlinien:
VDE 0165 Teil 1/ EN 60 079-14 Elektrische Betriebsmittel für gasexplosionsgefährdete Bereiche – Teil 14: Elektrische Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen (ausgenommen Grubenbau)
VDE 0170/0171 Elektrische Betriebsmittel für explosionsgefährdete Bereiche
VDE 0185-305-1 Blitzschutz
VDI-Richtlinie 3475 Blatt 4 Emissionsminderung – Biogasanlagen in der Landwirtschaft – Vergärung von Energiepflanzen und Wirtschaftsdünger
VDI-Richtlinie 4631 Gütekriterien für Biogasanlagen
VDI/VDE-Richtlinie 2180 Blatt 1–6 Sicherung von Anlagen der Verfahrenstechnik mit Mitteln der Prozessleittechnik (PLT)

Staatliche Regeln:
TRBS 1111 Gefährdungsbeurteilung und sicherheitstechnische Bewertung
TRBS 1201 Teil 1 und 2 Prüfungen von Arbeitsmitteln und überwachungsbedürftigen Anlagen
TRBS 1203 Befähigte Personen
TRBS 2152 Teil 1–4 Gefährliche explosionsfähige Atmosphäre
TRBS 2153 Vermeidung von Zündgefahren infolge elektrostatischer Aufladungen
TRBA 214 Abfallbehandlungsanlagen einschließlich Sortieranlagen in der Abfallwirtschaft für Biogasanlagen in denen Abfall verwertet wird
TRBA 230 Schutzmaßnahmen bei Tätigkeiten mit biologischen Arbeitsstoffen in der Land- und Forstwirtschaft und bei vergleichbaren Tätigkeiten
TRBA 500 Allgemeine Hygienemaßnahmen: Mindestanforderungen
TRGS 554 Abgase von Dieselmotoren

Im Kapitel 5.5 Betriebssicherheit werden ausführliche Informationen zu weiteren sicherheitstechnischen Anforderungen an den Betrieb von Biogasanlagen gegeben. Im Speziellen werden dort Sicherheitsregeln bezüglich der bestehenden Vergiftungs- und Erstickungs- sowie der Brand- und Explosionsgefahr erläutert.

3.5 Literaturverzeichnis

[3-1] Schulz, H.; Eder, B.: Biogas-Praxis: Grundlagen, Planung, Anlagenbau, Beispiel, 2. überarbeitete Auflage, Ökobuch Verlag, Staufen bei Freiburg, 1996, 2001, 2006

[3-2] Weiland, P.; Rieger, Ch.: Wissenschaftliches Messprogramm zur Bewertung von Biogasanlagen im Landwirtschaftlichen Bereich; (FNR-FKZ: 00NR179); 3. Zwischenbericht; Institut für Technologie und Systemtechnik/Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL); Braunschweig; 2001

[3-3] Jäkel, K.: Managementunterlage „Landwirtschaftliche Biogaserzeugung und -verwertung“, Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft, 1998 / 2002

[3-4] Neubarth, J.; Kaltschmitt, M.: Regenerative Energien in Österreich – Systemtechnik, Potenziale, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte; Wien, 2000

[3-5] Hoffmann, M.: Trockenfermentation in der Landwirtschaft – Entwicklung und Stand, Biogas – Energieträger der Zukunft, VDI-Berichte 1751, Tagung Leipzig 11 und 12. März 2003

[3-6] Aschmann, V.; Mitterleitner, H.: Trockenvergären: Es geht auch ohne Gülle, Biogas Strom aus Gülle und Biomasse, top agrar Fachbuch, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster-Hiltrup, 2002

[3-7] Beratungsempfehlungen Biogas, Verband der Landwirtschaftskammern e.V., VLK-Beratungsempfehlungen 2002

[3-8] Block, K.: Feststoffe direkt in den Fermenter, Landwirtschaftliches Wochenblatt, S. 33–35, 27/2002

[3-9] Wilfert, R.; Schattauer, A.: Biogasgewinnung und -nutzung – Eine technische, ökologische und ökonomische Analyse; DBU Projekt 15071; Zwischenbericht; Institut für Energetik und Umwelt gGmbH Leipzig, Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL); Braunschweig, Dezember 2002

[3-10] Zement-Merkblatt Landwirtschaft LB 3: Beton für landwirtschaftliche Bauvorhaben, Bauberatung Zement

[3-11] Zement-Merkblatt Landwirtschaft LB 13: Dichte Behälter für die Landwirtschaft, Bauberatung Zement

[3-12] Gers-Grapperhaus, C.: Die richtige Technik für ihre Biogasanlage, Biogas Strom aus Gülle und Biomasse, top agrar Fachbuch, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster-Hiltrup, 2002

[3-13] Zement-Merkblatt Landwirtschaft LB 14: Beton für Behälter in Biogasanlagen, Bauberatung Zement

[3-14] Kretzschmar, F.; Markert, H. (2002): Qualitätssicherung bei Stahlbeton-Fermentern; in: Biogasjournal Nr. 1/2002

[3-15] Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H.: Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren; Springer Verlag Berlin, Heidelberg, New York, 2. neu bearbeitete und erweiterte Auflage 2009

[3-16] Gesprächsnotiz Dr. Balssen (ITT Flygt Water Wastewater Treatment); September 2009

[3-17] Postel, J.; Jung, U.; Fischer, E.; Scholwin, F.; Stand der Technik beim Bau und Betrieb von Biogasanlagen – Bestandsaufnahme 2008, Umweltbundesamt (Hrsg.); online verfügbar unter www.umweltbundesamt.de/uba-info-medien/mysql_medien.php?anfrage=Kennummer&Suchwort=3873

[3-18] Bundesverband der landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaften (Hrgb.); Technische Information 4 – Sicherheitsregeln für Biogasanlagen; Kassel; 10/2008; online verfügbar unter www.svlfg.de/30-praevention/prv051-fachinformationen/prv0501-allgemein/08_biogasanlagen/info0095.pdf

Abb. 3.51: Landwirtschaftlicher Betrieb mit Gülle-Kleinanlage [agriKomp GmbH]

[3-19] Oechsner H.; Lemmer A.: Was kann die Hydrolyse bei der Biogasvergärung leisten?; VDI-Gesellschaft Energietechnik: BIOGAS 2009. Energieträger der Zukunft.; VDI-Berichte, Band 2057; VDI-Verlag, Düsseldorf, 2009

[3-20] Bayerisches Landesamt für Umwelt (Hrsg.): Biogashandbuch Bayern – Materialienband, Kapitel 1.5., Stand 2007, Augsburg.

[3-21] Büeler, E. 2011: CH_4-Emissionen bei EPDM-Gasspeichern und deren wirtschaftlichen und ökologischen Folgen. Schlussbericht. Hrsg.: BFE – Bundesamt für Energie. Bern, Schweiz. [Online] Zugriff am: 13.09.2012 www.bfe.admin.ch/php/includes/container/enet/flex_enet_an zeige.php?lang=de&publication=10578&height=400&width=60

[3-22] Effenberger, M., Kissel, R., Marin-Pérez, C., Beck, J., Friedrich, F. 2010: Empfehlungen zu Verfahren der Hydrolyse in der Praxis. Hrsg.: Biogas Forum Bayern.[Online] Zugriff am, 08.11.2012, www.biogas-forum-bayern.de/publikationen/Empfehlungen_zu_Verfahren_der_Hydrolyse_in_der_Praxis.pdf

[3-23] Johann, J., Konrad, A. 2010: Biogasspeichermembranen: Wie gasdurchlässig sind Foliendächer? Hrsg.: DLG e.V. Testzentrum Technik und Betriebsmittel. [Online] Zugriff am: 13.09.2012 www.dlg.org/aktuell_landwirtschaft.html?detail/dlg.org/1/1/3076

[3-24] Liebetrau, J., Daniel-Gromke, J. Oehmichen, K., Weiland, P., Friehe, J., Clemens, J., Haferman, C. 2011: Emissionsanalyse und Quantifizierung von Stoffflüssen durch Biogasanlagen im Hinblick auf die ökologische Bewertung der landwirtschaftlichen Biogasgewinnung und Inventarisierung der deutschen Landwirtschaft. Endbericht. Hrsg.: FNR. Gülzow.

[3-25] Stinner, W. (2011): Auswirkungen der Biogaserzeugung in einem ökologischen Marktfruchtbetrieb auf Ertragsbildung und Umweltparameter; Diss. Univ. Gießen; ISBN: 978-3-89574-761-8

[3-26] Maurer, C., Müller, J. 2012: Ammonia (NH_3) emissions during drying of untreated and dewatered biogas digestate in a hybrid waste-heat/solar dryer. Engineering in Life Sciences. 12 [3]: 321 -326. DOI: 10.1002/elsc.201100113

[3-27] Möller, K., Schulz, R., Müller, T., Deupmann, H., Vogel, A. 2009: Mit Gärresten richtig düngen – Aktuelle Informationen für Berater. Hrsg.: Universität Hohenheim – Institut für Pflanzenernährung. [Online] Zugriff am: 06.11.2012 https://plantnutrition.uni-hohenheim.de/fileadmin/einrichtungen/plantnutrition/Duengung_mit_Bodenchemie/Leitfaden-Berater09092009.pdf

[3-28] Postel, J., Liebetrau, J., Clemens, J., Hafermann, C., Weiland, P., Friehe, J: Emissionsreduzierung von Biogasanlagen durch Anwendung des Standes der Technik, Internationale Bio- und Deponiegas Fachtagung „Synergien nutzen und voneinander lernen IV"4. / 5. V. 2010

[3-29] Vaßen, P. 2012: Informationen zu Erfordernis und Betrieb von Gasfackeln.

[3-30] VDI, Kommission Reinhaltung der Luft 2010: VDI 3475 Blatt 4 – Emissionsminderung, Biogasanlagen in der Landwirtschaft, Vergärung von Energiepflanzen und Wirtschaftsdünger. VDI/DIN-Handbuch Reinhaltung der Luft. Düsseldorf: Beuth-Verlag GmbH, 2010. Band 3: Emissionsminderung II.

[3-31] [11] Möller, K. und Stinner, W. 2009: Effects of different manuring systems with and without biogasdigestion on soil mineral nitrogen content and on gaseousnitrogen losses (ammonia, nitrous oxides). In: Europ. J. Agronomy 30. Seite 1-16. doi:10.1016/j.eja.2008.06.003.

4 BESCHREIBUNG AUSGEWÄHLTER SUBSTRATE

In diesem Kapitel sollen ausgewählte Substrate näher betrachtet werden. Es wird sowohl auf die Herkunft der Substrate als auch auf deren wichtigste Eigenschaften wie Trockensubstanz (TS), organische Trockensubstanz (oTS), Nährstoffe (N, P, K) oder vorhandene organische Schadstoffe eingegangen. Außerdem werden Aussagen über die zu erwartenden Gaserträge und die Gasqualität sowie die Handhabung der Substrate getroffen. Da es nicht möglich ist, die gesamte Bandbreite der potenziell verfügbaren Substrate zu beschreiben, erhebt dieses Kapitel keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Auch unterliegen die hier dargestellten Substrate jährlichen Qualitätsschwankungen, weshalb die in diesem Kapitel aufgeführten Stoffdaten und Gaserträge keine absoluten Werte darstellen. Es wird vielmehr sowohl eine Spannbreite als auch ein Mittelwert der jeweiligen Parameter dargestellt.

Die Angaben zu den Biogas- bzw. Methanerträgen erfolgen jeweils in Normkubikmetern (Nm^3). Da das Gasvolumen von Temperatur und Luftdruck abhängt (ideales Gasgesetz), schafft die Normierung des Volumens Vergleichbarkeit unterschiedlicher Betriebsbedingungen. Die normierte Gasmenge bezieht sich auf eine Temperatur von 0 °C und einen Luftdruck von 1.013 mbar. Darüber hinaus kann auf diese Weise dem Methananteil des Biogases ein exakter Heizwert zugeordnet werden, dieser beträgt für Methan 9,97 kWh/Nm^3. Durch den Heizwert kann wiederum auf die Energieproduktion geschlossen werden, was für verschiedene innerbetriebliche Vergleichsrechnungen erforderlich sein kann.

4.1 Substrate aus der Landwirtschaft

4.1.1 Wirtschaftsdünger

Nimmt man die Statistiken über die Nutztierhaltung in Deutschland als Grundlage, so ergibt sich gerade in der Rinder- und Schweinehaltung ein enormes Potenzial für eine energetische Nutzung in Biogasanlagen. Insbesondere durch die wachsenden Betriebsgrößen in der Tierhaltung und die gestiegenen Umweltanforderungen an die weitere Nutzung der Exkremente müssen alternative Verwertungs- und Behandlungswege für die anfallende Gülle bzw. den anfallenden Festmist gefunden werden. Auch aus Sicht des Klimaschutzes ist eine energetische Nutzung der Wirtschaftsdünger notwendig, um eine deutliche Reduktion von Lageremissionen zu erreichen. Die wichtigsten Stoffdaten von Wirtschaftsdüngern lassen sich aus Tabelle 4.1 entnehmen.

Der Biogasertrag von Rindergülle liegt mit 20–30 Nm^3 je t Substrat geringfügig unter dem der Schweinegülle (vgl. Tabelle 4.2). Zudem weist das Gas aus Rindergülle im Vergleich zu dem aus Schweinegülle einen deutlich niedrigeren durchschnittlichen Methangehalt auf, und somit eine geringere Methanausbeute. Dies ist auf die unterschiedliche Zusammensetzung der Wirtschaftsdünger zurückzuführen. Rindergülle enthält überwiegend Kohlenhydrate und Schweinegülle mehrheitlich Proteine, welche die höheren Methangehalte bewirken [4-3]. In erster Linie ist der Biogasertrag auf die Gehalte an organischer Trockensubstanz zurückzuführen. Findet, wie es in der Praxis oft der Fall ist, eine Verdünnung der flüssigen Wirtschaftsdünger statt (z. B. durch Stall- oder Melkstandreinigung), so können die tatsächlichen Stoffdaten und Biogaserträge deutlich von den in Tabelle 4.2 dargestellten Werten abweichen.

Der Einsatz von Rinder- und Schweinegülle in Biogasanlagen ist aufgrund ihrer Pumpfähigkeit und einfachen Lagerung in Güllebehältern problemlos möglich. Sie lassen sich darüber hinaus auf Grund ihres relativ niedrigen Trockensubstanzgehaltes gut mit anderen Substraten (Kosubstrate) kombinieren. Die Einbringung von Festmist erfordert dagegen einen deutlich höheren technischen Aufwand. Aufgrund seiner zähen Konsistenz lässt sich Festmist nicht von jeder am Markt verfügbaren Feststoffeinbringtechnik verarbeiten.

4.1.2 Nachwachsende Rohstoffe

Den nachwachsenden Rohstoffen kommt in Zusammenhang mit der Stromerzeugung aus Biogas seit der ersten Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2004 eine besondere Bedeutung zu. In den meisten der seit diesem Zeitpunkt neu entstandenen Biogasanlagen werden nachwach-

TAB. 4.1: NÄHRSTOFFGEHALTE VON WIRTSCHAFTSDÜNGERN (NACH [4-1], VERÄNDERT)

Substrat		TS	oTS	N	NH_4	P_2O_5	K_2O
		[%]	[% TS]	[% TS]			
Rindergülle	Δ	6–11	75–82	2,6–6,7	1–4	0,5–3,3	5,5–10
	Ø	10	80	3,5	n.a.	1,7	6,3
Schweinegülle	Δ	4–7	75–86	6–18	3–17	2–10	3–7,5
	Ø	6	80	3,6	n.a.	2,5	2,4
Rindermist	Δ	20–25	68–76	1,1–3,4	0,22–2	1–1,5	2–5
	Ø	25	80	4,0	n.a.	3,2	8,8
Geflügelmist	Ø	40	75	18,4	n.a.	14,3	13,5

Δ: Bereich der Messwerte; Ø: Mittelwert

TAB. 4.2: GASERTRAG UND METHANAUSBEUTE VON WIRTSCHAFTSDÜNGERN (NACH [4-2], VERÄNDERT)

Substrat		Biogas-ertrag	Methan-ertrag	Methan-ausbeute
		[Nm^3/t Substrat]	[Nm^3/t Substrat]	[Nm^3/t oTS]
Rindergülle	Δ	20–30	11–19	110–275
	Ø	25	14	210
Schweinegülle	Δ	20–35	12–21	180–360
	Ø	28	17	250
Rindermist	Δ	60–120	33–36	130–330
	Ø	80	44	250
Geflügelmist	Δ	130–270	70–140	200–360
	Ø	140	90	280

Δ: Bereich der Messwerte; Ø: Mittelwert

sende Rohstoffe eingesetzt. Im folgenden Kapitel werden eine Auswahl der am häufigsten eingesetzten nachwachsenden Rohstoffe näher beschrieben und Angaben zu deren Stoffeigenschaften und Biogaserträgen gemacht.

Bei der Anbauentscheidung sollte nicht ausschließlich der höchste Ertrag einer Einzelkultur im Vordergrund stehen, sondern nach Möglichkeit eine integrierte Betrachtung über die gesamte Fruchtfolge erfolgen. Durch die Einbeziehung von z. B. arbeitswirtschaftlichen Aspekten und Nachhaltigkeitskriterien alternativer Bewirtschaftungsverfahren, kann eine ganzheitliche Optimierung des Anbaus von nachwachsenden Rohstoffen erfolgen.

4.1.2.1 Mais

Mais ist das Substrat, welches am häufigsten in landwirtschaftlichen Biogasanlagen eingesetzt wird [4-4]. Er eignet sich besonders gut aufgrund hoher Energieerträge je Hektar und guter Vergärungseignung für die Verwendung in Biogasanlagen. Die Ernteerträge sind stark von den Standort- und Umweltbedingungen abhängig und können sich von 35 t Frischmasse (FM) auf sandigen bis mehr als 65 t FM/ha auf Hochertragsstandorten bewegen. Im Mittel liegt der Ertrag bei etwa 45 t FM/ha. Mais ist eine vergleichsweise anspruchslose Kultur und eignet sich deshalb für nahezu jeden Standort.

Zur Ernte wird die ganze Maispflanze gehäckselt und in Fahrsiloanlagen eingelagert. Dabei sollte der Trockensubstanzgehalt nicht niedriger als 28 % TS und nicht höher als 36 % TS sein. Ist der TS-Gehalt kleiner als 28 % TS, ist mit einem erheblichen Sickerwasseraustritt, verbunden mit erheblichen Energieverlusten, zu rechnen. Ist der TS-Gehalt größer als 36 % TS, weist die Silage einen hohen Ligninanteil und somit geringere Abbaubarkeit auf. Darüber hinaus kann die Silage nicht mehr optimal verdichtet werden, was wiederum die Silierqualität und somit die Lagerstabilität negativ beeinflusst. Nach der Einlagerung in das Silo werden die zerkleinerten Pflanzenbestandteile verdichtet (z. B. durch Radlader, Ackerschlepper) und mit einer Folie luftdicht verschlossen. Nach einer Silierungsphase von ca. 12 Wochen kann die Silage in der Biogasanlage verwendet werden. Die Stoffdaten und durchschnittlichen Biogaserträge sind am Ende dieses Kapitels dargestellt.

Neben der Ganzpflanzennutzung als Silomais hat die ausschließliche Kolbennutzung in der Praxis eine gewisse Bedeutung. Durch andere Ernteverfahren und -zeitpunkte sind Lieschkolbenschrot (LKS), Corn-Cob-Mix (CCM) und Körnermais gängige Varianten. LKS und CCM werden in der Regel nach der Ernte einsiliert. Körnermais kann entweder nass siliert, geschrotet und siliert oder getrocknet werden. Die Energiedichte der genannten Substrate ist gegenüber Maissilage deutlich erhöht, allerdings sind die flächenbezogenen Energieerträge, durch den Verbleib der Restpflanze auf dem Feld, geringer. Aufgrund der starken Zunahme des Maisanbaus in den letzten Jahren, wurde mit dem EEG 2012 der Einsatz von Mais und Getreidekorn in Biogasanlagen auf 60 Masse% begrenzt.

4.1.2.2 Getreide-Ganzpflanzensilage (GPS)

Für die Erzeugung von Getreide-Ganzpflanzensilage eignen sich nahezu alle Getreidearten sowie deren Mischungen, sofern die Abreife zeitlich zusammen erfolgt. Abhängig von den Standorteigenschaften sollte die Getreideart für den Anbau favorisiert werden, welche erfahrungsgemäß den höchsten Trockenmasseertrag realisieren kann. Für die meisten Standorte wird dieses durch Roggen und Triticale erreicht [4-5]. Das Ernteverfahren ist identisch mit dem vom Mais, auch bei Getreide-GPS wird der Bestand vom Halm gehäckselt und einsiliert. Die Ernte sollte, abhängig vom Nutzungssystem, zum Zeitpunkt der höchsten Trockenmasseerträge erfolgen (Einkultursystem). Dieses ist bei den meisten Getreidearten zum Ende der Milchreife/Beginn der

Teigreife [4-7]. Bei Getreide-GPS sind abhängig von Standort und Jahr Trockenmasseerträge von 7,5 bis annährend 15 t TS/ha zu erzielen, das entspricht bei 35 % TS einem Frischmasseertrag von 22 bis 43 t Frischmasse/ha [4-6].

Die Erzeugung von Grünroggensilage ist ein in der Praxis weit verbreitetes Verfahren. Dabei wird der Roggen, deutlich früher als bei GPS, im absetzigen Ernteverfahren einsiliert. Das bedeutet, er wird zunächst gemäht und anschließend 1 bis 2 Tage angewelkt, gehäckselt und einsiliert. Unmittelbar nach der Ernte wird dem Grünroggen in der Regel eine Folgefrucht zur Energieerzeugung nachgestellt (Zweikultursystem). Aufgrund des hohen Wasserverbrauchs eignet sich dieses Verfahren nicht für jeden Standort. Darüber hinaus kann es bei zu geringen TS-Gehalten des Erntegutes zu Schwierigkeiten bei der Silierung kommen (z. B. Sickersaftaustritt, Befahrbarkeit des Silos). Die Stoffdaten von Getreide-GPS sowie dessen Gaserträge sind am Ende dieses Kapitels dargestellt.

4.1.2.3 Grassilage

Der Anbau und die Ernte von Gras bzw. die Nutzung von Grassilage ist wie auch beim Mais gut mechanisierbar. Die Ernte von Grassilage wird im absetzigen Verfahren durchgeführt, wobei die Aufnahme des angewelkten Grases mit einem Kurzschnittladewagen oder mit einem Häcksler erfolgen kann. Aufgrund der besseren Zerkleinerungsleistung ist bei Grassilage für die Biogasnutzung die Häckslervariante zu bevorzugen.

Grassilage kann von einer ein- oder mehrjährigen Ackernutzung oder von Dauergrünlandflächen erzeugt werden. Abhängig vom Standort, den Umweltbedingungen sowie der Intensität der Grünlandnutzung schwanken die Erträge sehr stark. Je nach Witterung und Klimabedingungen sind bei intensiver Nutzung drei bis fünf Ernten im Jahr möglich. In diesem Zusammenhang sind zum einen die hohen Mechanisierungskosten und zum anderen mögliche hohe Stickstofffrachten, welche zu Problemen bei der Vergärung führen können, zu beachten. Allerdings kann Grassilage auch von extensiv genutzten Naturschutzflächen geerntet werden, wobei hier aufgrund hoher Ligninanteile geringe Gasausbeuten realisiert werden. Durch die Vielzahl der unterschiedlichen Erzeugungsmöglichkeiten von Grassilage sind Schwankungsbreiten in den Stoffdaten und Biogaserträgen weit über den in Tabelle 4.3 und Tabelle 4.4 dargestellten Werten in der Literatur zu finden.

Es sei in diesem Zusammenhang darauf hingewiesen, dass bei der Erzeugung von Grassilage für Biogasanlagen die Verdaulichkeit bzw. Abbaubarkeit im Vordergrund stehen sollte. Deshalb ist darauf zu achten, dass die Trockensubstanzgehalte nach Möglichkeit nicht oberhalb von 35 % TS liegen. Bei zu hohen TS-Gehalten steigen die Lignin- und Faseranteile, wodurch der Abbaugrad und somit die Methanausbeute bezogen auf die organische Trockenmasse deutlich sinken. Diese Grassilage lässt sich zwar in den Prozess einbringen, kann aber durch die hohen Trockenmassegehalte und teilweise langfasrige Beschaffenheit prozesstechnische Probleme verursachen (z. B. rasches Bilden von Schwimmschichten, Umwickeln von Rührwerksflügeln).

4.1.2.4 Getreidekörner

Getreidekörner eignen sich als Ergänzung des Substratangebotes besonders gut für den Einsatz in Biogasanlagen. Aufgrund ihrer sehr hohen Biogaserträge und schnellen Abbaubarkeit sind sie insbesondere zur Feinsteuerung der Biogaserzeugung geeignet. Dabei ist die Art des Getreides unwesentlich. Um einen schnellen Aufschluss zu gewährleisten ist es wichtig, dass die Getreidekörner vor der Dosierung zerkleinert werden (z. B. Schroten, Quetschen). Die Einsatzbeschränkung gemäß EEG 2012 ist zu beachten (vgl. Kapitel 4.1.2.1).

4.1.2.5 Rüben

Auf Grund ihres hohen Massewachstums eignet sich die Rübe (Futter- oder Zuckerrübe) gut zum Anbau als nachwachsender Rohstoff. Besonders die Zuckerrübe hat in einigen Regionen traditionell eine hohe Anbaubedeutung. Aufgrund von marktregulatorischen Maßnahmen müssen vermehrt Rübenmengen zur Zuckerproduktion reduziert werden. Da der Anbau von Zuckerrüben ein bekanntes Produktionsverfahren darstellt und diverse pflanzenbauliche Vorteile mit sich bringt, wird zunehmend der Focus auf die Biogasnutzung gelegt.

Die Rübe stellt spezielle Ansprüche an Boden und Klima. Um hohe Erträge realisieren zu können, braucht sie ein eher mildes Klima und tiefgründige humose Böden. Die Möglichkeit der Feldberegnung kann auf leichten Standorten erheblich zur Ertragssicherung beitragen. Die Erträge sind abhängig von Standortvoraussetzungen und Umweltbedingungen und bewegen sich bei der Zuckerrübe durchschnittlich um 50–60 t FM/ha. Bei den Erträgen der Futterrüben ergeben sich zusätzlich noch Sortenunterschiede, so liegt der Ertrag von Masserüben bei ca. 90 t FM/ha und der der Gehaltsrüben bei ungefähr 60–70 t FM/ha [4-8]. Bei den Erträgen der Blattmasse ergeben sich ebenfalls sortenspezifische Unterschiede. So liegt die Relation von Rübenmasse zu Blattmasse bei der Zuckerrübe bei 1:0,8 und die der Gehaltsrübe bei 1:0,5. Die Massenrübe hat auf Grund ihres hohen Massewachstums „nur“ eine Rübe-Blatt-Relation von 1:0,3-0,4 [4-8]. Die Stoffdaten und Gaserträge von Zuckerrüben sind in Tabelle 4.3 und 4.4 dargestellt.

Bei der Biogasnutzung von Zuckerrüben treten zwei grundsätzliche Schwierigkeiten auf. Zum einen muss die Rübe von anhaftender Erde befreit werden, die sich bei einem Eintrag in den Fermenter am Boden absetzt und den Gärraum verkleinert. Hierzu sind inzwischen erste maschinelle Nass- und Trockenreinigungsverfahren für die Praxis erhältlich. Zum anderen gestaltet sich die Lagerung aufgrund der niedrigen Trockenmassegehalte der Rüben als schwierig. In diesem Zusammenhang wird in der Praxis eine Silierung von Rübenbrei im Hochbehälter oder Folienerdbecken (Lagune) bzw. ganzer oder zerkleinerter Rüben im Folienschlauch und Fahrsilo durchgeführt. Auch Mischsilagen mit Silomais, LKS, CCM oder Stroh sind in der Praxis anzutreffen [4-20]. Die Winterung von Rüben und Verfahren zu dessen Nutzung befinden sich in der Erprobung.

TAB. 4.3: STOFFDATEN AUSGEWÄHLTER NACHWACHSENDER ROHSTOFFE (NACH [4-1], VERÄNDERT)

Substrat		TS	oTS	N	P_2O_5	K_2O
		[%]	[% TS]	[% TS]		
Maissilage	Δ	28–35	85–98	2,3–3,3	1,5–1,9	4,2–7,8
	Ø	33	95	2,8	1,8	4,3
Getreide-GPS	Δ	30–35	92–98	4,0	3,25	n. a.
	Ø	33	95	4,4	2,8	6,9
Grassilage	Δ	25–50	70–95	3,5–6,9	1,8–3,7	6,9–19,8
	Ø	35	90	4,0	2,2	8,9
Getreidekörner	Ø	87	97	12,5	7,2	5,7
Zuckerrüben	Ø	23	90	1,8	0,8	2,2
Futterrüben	Ø	16	90	n .a.	n. a.	n .a.

Δ: Bereich der Messwerte; Ø: Mittelwert

TAB. 4.4: BIOGASERTRÄGE AUSGEWÄHLTER NACHWACHSENDER ROHSTOFFE (NACH [4-2],[4-6],[4-9],[4-10] VERÄNDERT)

Substrat		Biogasertrag	Methanertrag	Methanausbeute
		[Nm^3/t Substrat]	[Nm^3/t Substrat]	[Nm^3/t oTS]
Maissilage	Δ	170–230	89–120	234–364
	Ø	200	106	340
Getreide GPS	Δ	170–220	90–120	290–350
	Ø	190	105	329
Getreidekörner	Ø	620	320	380
Grassilage	Δ	170–200	93–109	300–338
	Ø	180	98	310
Zuckerrüben	Δ	120–140	65–76	340–372
	Ø	130	72	350
Futterrüben	Δ	75–100	40–54	332–364
	Ø	90	50	350

Δ: Bereich der Messwerte; Ø: Mittelwert

4.2 Substrate aus der weiterverarbeitenden Agroindustrie

In diesem Kapitel werden ausgewählte Substrate der verarbeitenden Agrarindustrie dargestellt. Dabei handelt es sich ausschließlich um Stoffe bzw. Koppelprodukte, welche bei der Verarbeitung von Pflanzen bzw. Pflanzenbestandteilen anfallen. Die beschriebenen Stoffe stellen einen beispielhaften Auszug aus der Anlage 1 der Biomasseverordnung 2012 dar. Hierbei handelt es sich um Einsatzstoffe, für die keine einsatzstoffbezogene Vergütung entsprechend EEG 2012 gezahlt wird. Sie bieten sich aufgrund ihrer stofflichen Eigenschaften und bei geeigneten Standortvoraussetzungen besonders gut für eine Biogasnutzung an. Dabei ist zu beachten, dass diese Stoffe Abfalleigenschaften aufweisen bzw. im Anhang 1 der Bioabfallverordnung (BioAbfV) genannt werden (vgl. Kapitel 7.3.3.1). Folglich muss die Biogasanlage entsprechend genehmigt sein und die Anforderungen der BioAbfV hinsichtlich Vorbehandlung sowie Verwertung der Gärrückstände erfüllen (vgl. Kapitel 7.7.2.3). Bei der Betrachtung der tabellarischen Zusammenfassungen ist grundsätzlich zu beachten, dass die beschriebenen Eigenschaften der Substrate in der Praxis stark schwanken und über die hier dargestellten Spannen hinaus abweichen können. Dieses ist grundsätzlich auf die Produktionsverfahren der Hauptprodukte (z. B. unterschiedliche Verfahren, Geräteeinstellungen, erforderliche Produktqualität, Vorbehandlungen, etc.) sowie schwankender Qualitäten der Rohstoffe zurückzuführen. Auch die Schwermetallgehalte können stark variieren [4-11].

4.2.1 Bierherstellung

Bei der Produktion von Bier fallen verschiedene Nebenprodukte an, von denen Treber mit 75 % den Hauptanteil ausmacht. Je Hektoliter Bier fallen ca. 19,2 kg Treber, 2,4 kg Hefe und Geläger, 1,8 kg Heißtrub, 0,6 kg Kühltrub, 0,5 kg Kieselgurschlamm und 0,1 kg Malzstaub an [4-12].

In diesem Kapitel wird nur der Treber näher betrachtet, da er die mengenmäßig größte Fraktion darstellt. Dennoch sind die übrigen Fraktionen bis auf den Kieselgurschlamm ebenso gut für eine Verwendung in Biogasanlagen geeignet. Allerdings ist derzeit nur ein Teil der anfallenden Mengen auch tatsächlich nutzbar, da die anfallenden Nebenprodukte auch anderweitig, z. B. in der Lebensmittelindustrie (Bierhefe) oder als Tierfutter (Treber, Malzstaub) eingesetzt werden. Stoffdaten und Gaserträge sind in Kapitel 4.4 zusammengefasst.

Die Lagerung und die Handhabung sind relativ unproblematisch. Allerdings treten bei offener Lagerung relativ schnell beachtliche Energieverluste und Schimmelpilzbefall auf, weswegen in einem solchen Fall eine Silierung durchgeführt werden sollte.

4.2.2 Alkoholgewinnung

Schlempen entstehen als Nebenprodukt bei der Alkoholherstellung aus Getreide, Rüben, Kartoffeln oder Obst. Bei der Alkoholerzeugung fällt je Liter Alkohol etwa die 12-fache Menge Schlempe an, welche derzeit nach Trocknung hauptsächlich als Viehfutter oder als Düngemittel eingesetzt wird [4-12]. Die Nutzung von frischen Schlempen ist aufgrund der niedrigen Trockenmassegehalte und damit geringen Transportwürdigkeit in den meisten Fällen nur bedingt möglich. In diesem Zusammenhang sei auf die Möglichkeiten hingewiesen, welche sich durch die Nutzung von Biogas in Zusammenhang mit der Alkoholherstellung ergeben. Durch die Vergärung der Schlempen wird Biogas erzeugt. Dieses kann wiederum in einem BHKW genutzt werden, um die für die Alkoholherzeugung benötigte Prozessenergie in Form von Strom und Wärme bereitzustellen. Dadurch wird eine Kaskadennutzung der nachwachsenden Rohstoffe ermöglicht, was eine nachhaltige und ressourceneffiziente Alternative zu den bisher genutzten Verfahren der Schlempeverwertung darstellt.

Angaben zu Stoffdaten sind in Tabelle 4.6 und zu Gaserträgen in Tabelle 4.7 in Kapitel 4.4 dargestellt.

4.2.3 Biodieselproduktion

Nebenprodukte aus der Biodieselproduktion sind Rapspresskuchen und Rohglycerin. Beide Stoffe eignen sich aufgrund ihrer als hoch einzustufenden Gasausbeute (Tabelle 4.6) als Kosubstrate für landwirtschaftliche Biogasanlagen. Die Höhe der Gasausbeute bei Rapspresskuchen wird entscheidend von dessen Restölgehalt bestimmt, welcher wiederum von den Einstellungen der Ölpressen und den Ölgehalten der Rohstoffe beeinflusst wird. Aus diesem Grund sind in der Praxis durchaus Unterschiede in der Gasausbeute verschiedener Rapspresskuchen zu verzeichnen. Bei der Herstellung von einer Tonne Biodiesel entstehen etwa 2,2 t Rapspresskuchen und 200 kg Glycerin [4-13]. Allerdings ist der Einsatz von diesen Nebenprodukten der Biodieselproduktion nicht problemlos möglich und sollte im Vorfeld genauestens geprüft werden. Das ist darin begründet, dass bei der Vergärung von Rapspresskuchen sehr hohe Gehalte von Schwefelwasserstoff (H_2S) im Biogas gebildet werden [4-14]. Dieses ist auf die hohen Protein- und Schwefelgehalte des Rapskuchens zurückzuführen. Bei Rohglycerin ist als problematisch anzusehen, dass dieses teilweise mehr als 20 Gew.% Methanol enthält, welches sich in hohen Konzentrationen hemmend auf die methanogenen Bakterien auswirkt [4-15]. Aus diesem Grund sollte Glycerin nur in niedrigen Dosierungen dem Prozess zugeführt werden.

Untersuchungen zur Kofermentation von Rohglycerin mit nachwachsenden Rohstoffen und Wirtschaftsdüngern haben gezeigt, dass der Zusatz von Glycerin in einem Massenanteil von maximal 6 % eine deutliche Kofermentationswirkung verursacht [4-15]. Das bedeutet, es wurde durch die Mischung deutlich mehr Methan produziert, als eigentlich anteilig durch die Einzelsubstrate zu erwarten wäre. Die gleichen Untersuchungen haben ebenfalls deutlich gemacht, dass ab einer Glycerinzusatzmenge von mehr als 8 % keine positive Kofermentationswirkung mehr vorhanden ist bzw. sogar mit einer Hemmung der Methanbildung zu rechnen ist. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Nebenprodukte aus der Biodieselproduktion sich gut als Kosubstrate eigenen, der Einsatz allerdings nur zu geringen Anteilen zu empfehlen ist.

4.2.4 Kartoffelverarbeitung (Stärkeherstellung)

Bei der Stärkeherstellung aus Kartoffeln fällt neben organisch belasteten Abwässern auch sogenannte Kartoffelpülpe als Nebenprodukt an. Diese besteht hauptsächlich aus Schalen, Zellwänden und nicht aufgeschlossenen Stärkezellen, welche nach der Stärkegewinnung übrigbleiben. Je Tonne verarbeiteter Kartoffeln fallen ungefähr 240 kg Pülpe sowie 760 Liter Kartoffelfruchtwasser und 400–600 Liter sogenanntes Prozesswasser [4-16] an.

Derzeit wird ein Teil der Pülpe als Viehfutter an Landwirte abgegeben und der größte Teil des Fruchtwassers als Dünger auf die Felder ausgebracht. Da aber die Verfütterung nur einen kleinen Teil der anfallenden Menge ausmacht und das Ausbringen des Fruchtwassers zu einer Überdüngung der Flächen und zur Versalzung des Grundwassers führen kann, sind mittelfristig Verwertungsalternativen notwendig.

TAB. 4.5: AUSWAHL VON STANDARD-METHANERTRÄGEN REIN PFLANZLICHER NEBENPRODUKTE GEMÄSS ANLAGE 1 DER BIOMASSEVERORDNUNG 2012

Rein pflanzliches Nebenprodukt	Standard Energieertrag BiomasseV, Anlage 1 (zu § 2a Absatz 2) [Nm^3 CH_4/t FM]
Biertreber (frisch oder abgepresst)	61
Gemüseabputz	26
Gemüse (aussortiert)	40
Getreide (Ausputz)	254
Getreideschlempe aus der Alkoholproduktion	18
Getreidestaub	172
Glycerin	421
Heil- und Gewürzpflanzen (aussortiert)	58
Kartoffeln (aussortiert)	92
Kartoffeln (gemust, mittlerer Stärkegehalt; nicht oder nicht mehr zum Verzehr geeignet)	66
Kartoffelfruchtwasser aus der Stärkeproduktion	11
Kartoffelprozesswasser aus der Stärkeproduktion	3
Kartoffelpülpe aus der Stärkeproduktion	61
Kartoffelschalen	66
Kartoffelschlempe aus der Alkoholproduktion	17
Melasse aus der Rübenzuckerherstellung	166
Obst- und Traubentrester (frisch, unbehandelt)	49
Rapsextraktionsschrot	274
Rapskuchen	317
Schnittblumen (aussortiert)	55
Zuckerrübenpresskuchen aus der Zuckerproduktion	64
Zuckerrübenschnitzel	64

Eine Möglichkeit ist die Verwertung in Biogasanlagen, da es sich bei den Nebenprodukten um gut vergärbare Substrate handelt. Die stofflichen Eigenschaften sind in den Tabellen 4.6 und 4.7 dargestellt.
Besondere Anforderungen an Hygienemaßnahmen oder die Lagerung bestehen nicht, es sollte jedoch beachtet werden, dass Frucht- und Prozesswasser bei Lagerung in Vorratsbehältern für den Gärprozess wieder erwärmt werden muss, was zusätzliche Energie benötigt.

4.2.5 Zuckergewinnung

Bei der Verarbeitung von Zuckerrüben zur Herstellung von Kristallzucker fallen verschiedene Nebenprodukte an, die hauptsächlich als Viehfutter verwendet werden. Dies sind zum Einen sogenannte Nass-Schnitzel, die nach dem Zerkleinern der Rüben und der anschließenden Extraktion des Zuckers anfallen, und zum Anderen die Melasse, die nach Abtrennen der Zuckerkristalle aus dem eingedickten Zuckersirup verbleibt. Ein Teil der Schnitzel wird durch Einmischen von Melasse und durch Abpressen des enthaltenen Wassers zu Melasseschnitzel weiter-

verarbeitet und ebenfalls als Tierfutter eingesetzt [4-17, 4-18]. Die Melasse wird neben der Verwendung als Tierfutter auch als Rohstoff in Hefefabriken oder Brennereien eingesetzt. Zwar ist dadurch die verfügbare Menge stark eingeschränkt, jedoch stellen Rübenschnitzel und Melasse auf Grund des Restzuckergehaltes ein gut geeignetes Kosubstrat für die Biogasproduktion dar (vgl. Anhang 4.8, Tabelle 4.9).

Besondere hygienische Anforderungen an Lagerung und Verwendung bestehen derzeit nicht. Die Pressschnitzel werden zur längeren Haltbarkeit einsiliert, was entweder als Einzelsubstrat in Folienschläuchen oder als Mischsubstrat mit z. B. Maissilage erfolgen kann. Melasse wird in entsprechenden Vorratsbehältern gelagert. Dies ist auch vor dem Hintergrund der saisonalen Verfügbarkeit der Zuckerrüben bzw. der Nebenprodukte (September bis Dezember) notwendig, wenn eine ganzjährige Verfügbarkeit von Pressschnitzeln und Melasse sichergestellt werden soll.

4.2.6 Nebenprodukte der Obstverarbeitung

Bei der Verarbeitung von Trauben und Obst zu Wein und Fruchtsaft fallen Trester als Nebenprodukte an. Diese werden wegen ihrer noch hohen Gehalte an Zucker bevorzugt als Rohstoff für die Alkoholherstellung genutzt. Aber auch als Viehfutter oder als Grundstoff für die Pektinherstellung finden Trester Verwendung.

TAB. 4.6: STOFFDATEN AUSGEWÄHLTER REIN PFLANZLICHER NEBENPRODUKTE (NACH [4-1], [4-2], [4-12], [4-17])

Substrat		TS	oTS	N	P_2O_5	K_2O
		[%]	[% TS]	[% TS]		
Biertreber	Δ	20–25	70–80	4–5	1,5	n. a.
	Ø	22,5	75	4,5	1,5	n. a.
Getreide-schlempe	Δ	6–8	83–88	6–10	3,6–6	n. a.
	Ø	6	94	8	4,8	n. a.
Kartoffel-schlempe	Δ	6–7	85–95	5–13	0,9	n. a.
	Ø	6	85	9	0,73	n. a.
Obstschlempe	Δ	2–3	ca. 95	n. a.	0,73	n. a.
	Ø	2,5	95	n. a.	0,73	n. a.
Rohglycerin	[4-1]	100	90	n. a.	n. a.	n. a.
	[4-15]	47	70	n. a.	n. a.	n. a.
Rapskuchen		92	87	n. a.	n. a.	n. a.
Kartoffelpülpe	Ø	ca. 13	90	0,5–1	0,1–0,2	1,8
Zuckerrüben-schnitzel	Δ	22–26	95	n. a.	n. a.	n. a.
	Ø	24	95	n. a.	n. a.	n. a.
Melasse	Δ	80–90	85–90	1,5	0,3	n. a.
	Ø	85	87,5	1,5	0,3	n. a.
Apfeltrester	Δ	25–45	85–90	1,1	1,4	n. a.
	Ø	35	87,5	1,1	1,4	n. a.
Rebentrester	Δ	40–50	80–90	1,5–3	3,7–7,8	n. a.
	Ø	45	85	2,3	5,8	n. a.

Δ: Bereich der Messwerte; Ø: Mittelwert

Je Hektoliter Wein bzw. Fruchtsaft fallen ca. 25 kg Trester und je Hektoliter Fruchtnektar rund 10 kg Trester an [4-12]. Die wichtigsten Stoffdaten sind in den Tabellen 4.6 und 4.7 aufgeführt.

Fremd- oder Störstoffe sind auf Grund des vorhergehenden Produktionsprozesses nicht zu erwarten, auch ist eine Hygienisierung nicht notwendig. Bei längerer Lagerung ist eine Silierung der Substrate notwendig.

4.3 Einsatzstoffe gemäß Anlage 1 Biomasseverordnung

Im Folgenden werden die Einsatzstoffe, die keinen Anspruch auf eine einsatzstoffbezogene Vergütung begründen (gemäß Biomasseverordnung 2012, Anlage 1) mit den gesetzlich festgelegten Standard-Methanerträgen dargestellt (vgl. Kapitel 7.3.3.2), siehe Tabelle 4.5.

Als problematisch ist grundsätzlich festzustellen, dass in der Gesetzesgrundlage nur sehr grobe Angaben zu den Stoffeigenschaften der Nebenprodukte gemacht werden. Da die Gasausbeute beeinflussenden Stoffeigenschaften der Nebenprodukte (insbesondere: Trockensubstanz- und Restölgehalt) in der Praxis sehr breit streuen (vgl. Kapitel 4.2), sind erhebliche Abweichungen der tatsächlich erzielbaren zu den gesetzlich festge-

TAB. 4.7: BIOGASERTRÄGE AUSGEWÄHLTER SUBSTRATE AUS DER AGROINDUSTRIE (NACH [4-1], [4-2], [4-12], [4-15] VERÄNDERT)

Substrat		Biogas-ertrag	Methan-ertrag	Methan-ausbeute
		[Nm^3/t Substrat]	[Nm^3/t Substrat]	[Nm^3/t oTS]
Biertreber	Δ	105–130	62–112	295–443
	Ø	118	70	313
Getreideschlempe	Δ	30–50	18–35	258–420
	Ø	39	22	385
Kartoffelschlempe	Δ	26–42	12–24	240–420
	Ø	34	18	362
Obstschlempe	Δ	10–20	6–12	180–390
	Ø	15	9	285
Rohglycerin	Δ	240–260	140–155	170–200
	Ø	250	147	185
Rapskuchen	Ø	660	317	396
Kartoffelpülpe	Δ	70–90	44–50	358–413
	Ø	80	47	336
Zuckerrübenschnitzel	Δ	60–75	44–54	181–254
	Ø	68	49	218
Melasse	Δ	290–340	210–247	261–355
	Ø	315	229	308
Apfeltrester	Δ	145–150	98–101	446–459
	Ø	148	100	453
Rebentrester	Δ	250–270	169–182	432–466
	Ø	260	176	448

Δ: Bereich der Messwerte; Ø: Mittelwert

TAB. 4.8: STOFFEIGENSCHAFTEN VON GRÜNSCHNITT ([4-12], [4-19])

Substrat	TS	oTS	N	P_2O_5	Biogasertrag	Methanertrag	Methanausbeute
	[%]	[% TS]	[% TS]		[Nm³/t Substrat]	[Nm³/t Substrat]	[Nm³/t oTS]
Grünschnitt	12	87	2,5	4	175	105	369

legten Gasausbeuten möglich. Dadurch kommt es zwangsläufig zu einer Über- bzw. Unterbewertung der aus den zugelassenen rein pflanzlichen Nebenprodukten erzielten Biogaserträge.

4.4 Stoffdaten und Gaserträge der Einsatzstoffe gemäß Anlage 1 Biomasseverordnung

In den Tabellen 4.6 und 4.7 sind Stoffdaten und Gaserträge ausgewählter Substrate aus Kapitel 4.2 dargestellt. Es werden, falls verfügbar, sowohl eine Spanne als auch ein Mittelwert der verschiedenen Parameter aufgeführt. Aufgrund der teilweise erheblichen Spannbreite sowohl bei den Stoffdaten als auch bei den Gaserträgen wird deutlich, dass die „Substratqualität" in der Praxis sehr breit streut und von vielen Faktoren seitens der Herstellung beeinflusst wird. Die hier aufgeführten Daten sollen als Orientierung dienen mit dem Hinweis, dass in der Praxis erzielbare Ergebnisse teilweise deutlich nach oben oder unten abweichen können.

4.5 Grün- und Rasenschnitt

Durch die kommunale Pflege von Parkflächen und begrünten Straßenrändern fallen große Mengen an Grün- und Rasenschnitt an. Da dieses Material aber nur saisonal anfällt, muss es für eine ganzjährige Bereitstellung als Biogas-Substrat siliert werden. Dies ist aber wegen des weit verstreuten Aufkommens nur bedingt sinnvoll, will man zu hohe Transportkosten vermeiden. Sind die anfallenden Mengen sehr gering und zeitlich verzögert, so kann die Zugabe auch im frischen Zustand erfolgen. Diese Zugabe sollte allerdings äußerst vorsichtig geschehen, da sich die Bakterien erst auf die neue Substratqualität einstellen müssen und bei zu großen Mengen Prozessstörungen nicht ausgeschlossen sind. Einige wichtige Stoffdaten sowie die Biogasausbeute und den Methangehalt zeigt die Tabelle 4.8. In der Regel wird Grün- und Rasenschnitt nicht der Biogaserzeugung, sondern vielmehr der Kompostierung zugeführt.

Das Handling ist bis auf die angesprochenen logistischen Schwierigkeiten bei der Silierung unproblematisch. Eventuell muss das Material vor Einbringen in die Biogasanlage von Störstoffen, wie Ästen oder Steinen, befreit werden. Grünschnitt aus der privaten und öffentlichen Garten- und Parkpflege ist als Einsatzstoff zur Biogaserzeugung ebenfalls der Anlage 1 BiomasseV zugeordnet.

4.6 Landschaftspflegematerial

Als Landschaftspflegematerial (einschließlich Landschaftspflegegras) gelten alle Materialien, die bei Maßnahmen anfallen, die vorrangig und überwiegend den Zielen des Naturschutzes und der Landschaftpflege im Sinne des Bundesnaturschutzgesetzes dienen und nicht gezielt angebaut wurden. Marktfrüchte, Grünschnitt, auch Straßenbegleitgrün oder von Abstandsflächen von Industrie- und Gewerbegebieten sowie Flughafengrünland zählen nicht dazu. Als Landschaftspflegegras gilt nur Grünschnitt von maximal zweischürigem Grünland [4-21]. Aufgrund der Tatsache, dass die Pflege von Naturschutzflächen meist nur einmal jährlich erfolgen kann, weist dieses Material überwiegend hohe Trockenmasse- und Ligningehalte auf. Das ist wiederum mit verminderten Gaserträgen und einer schlechten Siliereignung verbunden. Darüber hinaus setzt der Einsatz der beschriebenen Stoffe ganz bestimmte Techniken bzw. Verfahren zur Verarbeitung voraus, die derzeit entweder sehr kostenintensiv oder noch nicht Stand der Technik sind.

Landschaftspflegematerial ist nach EEG 2012 der Einsatzstoffvergütungsklasse II zugeordnet und wird bis zu einer Anlagengröße von 5 MW_{el} mit 8 Cent/kWh_{el} vergütet.

4.7 Literaturverzeichnis

[4-1] Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL): Faustzahlen Biogas; Darmstadt, 2007

[4-2] Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL): Faustzahlen Biogas; 2. Aufl., Darmstadt, 2009

[4-3] Weiland, P.: Grundlagen der Methangärung – Biologie und Substrate; VDI-Berichte, Nr. 1620 „Biogas als regenerative Energie – Stand und Perspektiven"; S. 19–32; VDI-Verlag 2001

[4-4] Weiland, P. et al.: Bundesweite Evaluierung neuartiger Biomasse-Biogasanlagen; 16. Symposium Bioenergie- Festbrennstoffe, Biokraftstoffe, Biogas; Bad Staffelstein 2007, S.236–241

[4-5] Weiland, P.: Stand und Perspektiven der Biogasnutzung und -erzeugung in Deutschland; Gülzower Fachgespräche, Band 15: Energetische Nutzung von Biogas: „Stand der Technik und Optimierungspotenzial"; S. 8–27; Weimar 2000

[4-6] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.: Standortangepasste Anbausysteme für Energiepflanzen; Gülzow, 2008

[4-7] Karpenstein-Machan, M.: Energiepflanzenbau für Biogasanlagenbetreiber, DLG Verlag; Frankfurt/M., 2005

[4-8] Dörfler, H. (Hrsg.): Der praktische Landwirt; 4. Aufl.; BLV Verl.-Ges., München; 1990

[4-9] Hassan, E.: Untersuchungen zur Vergärung von Futterrübensilage; BLE-Projekt Az. 99UM031; Abschlußbericht; Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL), Braunschweig; 2001

[4-10] Schattauer, A.: Untersuchungen zur Biomethanisierung von Zuckerrüben; Masterarbeit angefertigt im Institut für Technologie und Biosystemtechnik; Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL); Braunschweig; 2002

[4-11] Bischoff, M.: Erkenntnisse beim Einsatz von Zusatz- und Hilfsstoffen sowie Spurenelementen in Biogasanlagen; VDI Berichte, Nr. 2057; „Biogas 2009 – Energieträger der Zukunft"; VDI Verlag, Düsseldorf 2009, S.111–123

[4-12] Wilfert, R.; Schattauer, A.: Biogasgewinnung und -nutzung – Eine technische, ökonomische und ökologische Analyse; DBU-Projekt, 1. Zwischenbericht; Institut für Energetik und Umwelt GmbH, Leipzig; Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL), Braunschweig; 2002

[4-13] Anonymus: Die Herstellung von Biodiesel; innovas news; Anwendungsbeispiel Biogas 3/98; München, 1998

[4-14] Wesolowski, S.; Ferchau, E.; Trimis, D.: Untersuchung und Bewertung organischer Stoffe aus landwirtschaftlichen Betrieben zur Erzeugung von Biogas in Co- und Monofermentationsprozessen; Schriftenreihe des Landesamtes für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie Heft 18/2009; Dresden, 2009

[4-15] Amon, T.; Kryvoruchko, V.; Amon, B.; Schreiner, M.: Untersuchungen zur Wirkung von Rohglycerin aus der Biodieselerzeugung als leistungssteigerndes Zusatzmittel zur Biogaserzeugung aus Silomais, Körnermais, Rapspresskuchen und Schweinegülle; Universität für Bodenkultur Wien, Department für Nachhaltige Agrarsysteme; Wien, 2004

[4-16] Umweltbericht; Emsland-Stärke; Download vom 16.09.2002; www.emsland-staerke.de/d/umwelt.htm

[4-17] Schnitzel und Melasse – Daten, Fakten, Vorschriften; Verein der Zuckerindustrie; Landwirtschaftsverlag Münster-Hiltrup, 1996

[4-18] Konzept zur Qualität und Produktsicherheit für Futtermittel aus der Zuckerrübenverarbeitung; Broschüre; 2. Aufl.; Verein der Zuckerindustrie; 2003

[4-19] KTBL Arbeitspapier 249 – Kofermentation; Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft – KTBL; Darmstadt 1998

[4-20] KWS Saat AG: In der Rübe liegt die Kraft – auf dem Feld und im Fermenter; Einbeck, 2012

[4-21] Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung) vom 21.6.2001 (BGBl. I S. 1234), die zuletzt durch Artikel 5, Absatz 10 des Gesetzes vom 24.2.2012 (BGBl. I S. 212) geändert worden ist

Abb. 4.1: Energiepflanzenmix [LWK Niedersachsen/Carsten Rieckmann]

4.8 Anhang

TAB. 4.9: ÜBERSICHT ÜBER DIE SUBSTRATEIGENSCHAFTEN

Substrat	TS	oTS	N[a]	P_2O_5	K_2O_5	Biogasertrag	Methanertrag	Methanausbeute
	[%]	[% TS]	[% TS]			[Nm³/t Substrat]	[Nm³/t Substrat]	[Nm³/t oTS]
Wirtschaftsdünger								
Rindergülle	10	80	3,5	1,7	6,3	25	14	210
Schweinegülle	6	80	3,6	2,5	2,4	28	17	250
Rindermist	25	80	5,6	3,2	8,8	80	44	250
Geflügelmist	40	75	18,4	14,3	13,5	140	90	280
Pferdekot ohne Stroh	28	75	n. a.	n. a.	n. a.	63	35	165
Nachwachsende Rohstoffe								
Maissilage	33	95	2,8	1,8	4,3	200	106	340
Getreide-GPS	33	95	4,4	2,8	6,9	190	105	329
Grünroggensilage	25	90				150	79	324
Getreidekörner	87	97	12,5	7,2	5,7	620	329	389
Grassilage	35	90	4,0	2,2	8,9	180	98	310
Zuckerrüben	23	90	1,8	0,8	2,2	130	72	350
Futterrüben	16	90	n. a.	n. a.	n. a.	90	50	350
Sonnenblumensilage	25	90	n. a.	n. a.	n. a.	120	68	298
Sudangras	27	91	n. a.	n. a.	n. a.	128	70	286
Zuckerhirse	22	91	n. a.	n. a.	n. a.	108	58	291
Grünroggen[b]	25	88	n. a.	n. a.	n. a.	130	70	319
Substrate der verarbeitenden Industrie								
Biertreber	23	75	4,5	1,5	0,3	118	70	313
Getreideschlempe	6	94	8,0	4,8	0,6	39	22	385
Kartoffelschlempe	6	85	9,0	0,7	4,0	34	18	362
Obstschlempe	2,5	95	n. a.	0,7	n. a.	15	9	285
Rohglycerin[c]	n. a.	n. a.	n. a.	n. a.	n. a.	250	147	185
Rapspresskuchen	92	87	52,4	24,8	16,4	660	317	396
Kartoffelpülpe	13	90	0,8	0,2	6,6	80	47	336
Z-Pressschnitzel	24	95	n. a.	n. a.	n. a.	68	49	218
Melasse	85	88	1,5	0,3	n. a.	315	229	308
Apfeltrester	35	88	1,1	1,4	1,9	148	100	453
Rebentrester	45	85	2,3	5,8	n. a.	260	176	448
Grün- und Rasenschnitt								
Grünschnitt	12	87,5	2,5	4,0	n. a.	175	105	369

[a] *N-Gehalte im Gärrückstand ohne Berücksichtigung von Lagerverlusten*
[b] *angewelkt*
[c] *in der Praxis stark variierende Ergebnisse, abhängig vom Verfahren der Biodieselherstellung*

5 BETRIEB VON BIOGASANLAGEN

Die Wirtschaftlichkeit einer richtig geplanten Biogasanlage wird von der Verfügbarkeit und Auslastung des Gesamtprozesses bestimmt. Die Funktionalität und Betriebssicherheit der eingesetzten Technik sowie eine konstant hohe Abbauleistung des biologischen Prozesses sind dabei bestimmende Faktoren.

Da der Betrieb von technischen Anlagen unvermeidbaren Störungen unterliegt, müssen geeignete Instrumente zur Hand sein, diese Störungen zu detektieren, den Fehler zu identifizieren und zu beheben. Die Prozesskontrolle geschieht dabei immer in Interaktion mit dem Personal, wobei der Grad der Automatisierung sehr unterschiedlich sein kann. Die Vorteile der Automatisierung von Überwachungs- und Regelalgorithmen liegen in der permanenten Verfügbarkeit und dem Erreichen einer gewissen Unabhängigkeit vom Fachpersonal. Die Fernübertragung von Daten entkoppelt zudem Anwesenheit von Personal auf der Anlage und Prozessüberwachung. Die Nachteile einer umfangreichen Automatisierung liegen in den entstehenden Mehrkosten. Da diese Vor- und Nachteile je nach Anlagenspezifikationen unterschiedlich zu wichten sind, kann nicht von einer standardisierten messtechnischen Ausstattung für Biogasanlagen ausgegangen werden. Die verwendeten Instrumente müssen den jeweiligen spezifischen Bedingungen angepasst werden.

Im Folgenden werden zuerst die Messgrößen betrachtet, die zur Beobachtung des biologischen Prozesses dienen können.

Die Ausführungen beziehen sich auf Nassvergärungsanlagen. Auf abweichende Besonderheiten bei Boxenfermentern wird jeweils hingewiesen.

5.1 Kenndaten zur Überwachung des biologischen Prozesses

Die Überwachung und Regelung des biologischen Prozesses stellt eine Herausforderung dar. Das Prozessziel des anaeroben Abbaus im landwirtschaftlichen Bereich ist im Normalfall eine konstante Methanproduktionsrate. Der am häufigsten eingesetzte Verfahrenstyp ist der (semi-)kontinuierlich betriebene volldurchmischte Rührkesselreaktor (engl. CSTR: Continuous Stirred Tank Reactor). Eine konstante Methanproduktion wird hier erreicht, wenn sich der stationäre Betriebszustand eingestellt hat. Im stationären Zustand sind Änderungen der Prozessgrößen gleich null und die prozessspezifischen, maximalen Umsatzraten werden erzielt [5-26].

$$V \frac{dS}{dt} = Q_{in} \cdot S_o - Q_{out} \cdot S + V \cdot r_s = 0$$

Gleichung 5.1: Stationärer Betriebszustand (Q: Volumenstrom ($l \cdot d^{-1}$) (Input, Output), V: Reaktionsvolumen (l), r_s: Reaktionsrate $g \cdot (d \cdot l)^{-1}$, S_o: Konzentration Substrat Zulauf ($g \cdot l^{-1}$), S: Konzentration Substrat Ablauf ($g \cdot l^{-1}$))

Größen wie die Raumbelastung, Verweildauer, der erreichbare Abbaugrad und die Gasproduktionsrate sind daher durch die Dimensionierung der Anlage und das eingesetzte Substrat vorgegeben. Durch den Anlagenbetreiber muss gewährleistet werden, dass diese Größen soweit wie möglich konstant gehalten werden. Der stationäre Zustand ist praktisch jedoch nicht erreichbar, da es unvermeidbar zu Störungen kommt (z. B. Veränderungen der Substrateigenschaften, Störungen wie Ausfall von Pumpen, Eintrag von Desinfektionsmitteln etc.). Diese Störungen führen zu Abweichungen vom Sollzustand, die erkannt werden müssen, damit die Ursache identifiziert und behoben werden kann.

Diese Abweichung vom stationären Zustand kann direkt mittels einer Bilanzierung der Stoffflüsse detektiert werden. In der praktischen Anwendung stellt jedoch eine präzise Messung der stofflichen Zusammensetzung des In- und Outputs und in vielen Fällen schon die Messung der tatsächlich eingefahrenen Substratmenge und produzierten Gasmenge ein Problem dar, so dass eine exakte, geschlossene Massenbilanzierung nicht mit vertretbarem Aufwand realisierbar ist. Aus diesem Grund wird auf vielen Anlagen mit angepassten Teillösungen gearbeitet, die nicht immer ausreichend sind, um einen stabilen Prozess zu gewährleisten.

Im Folgenden werden die dafür zur Verfügung stehenden und gebräuchlichsten Messgrößen zur Beurteilung des biologischen Prozesses vorgestellt.

5.1.1 Biogasproduktionsrate

Das gebildete Biogas ist als Stoffwechselprodukt und Zielgröße eine wichtige Messgröße. Die Biogasproduktionsrate stellt die produzierte Gasmenge pro Zeiteinheit (z. B. d^{-1}) dar und dient bei bekannter Beschickungsmenge und Substratzusammensetzung als Basis für die Berechnung der spezifischen Biogasproduktion (substrat- und volumenspezifisch). Die Messung der Biogasproduktionsrate ist für die Bilanzierung der Stoffwechselvorgänge und zur Beurteilung der Leistungsfähigkeit der methanogenen Population unumgänglich.

Bei der Installation von Geräten zur Erfassung von gasförmigen Durchflüssen ist die Positionierung der Sensoren zu beachten. Wenn der Prozesszustand einzelner Fermenter beobachtet werden soll, muss deren Gasproduktionsrate auch separat erfasst werden. Bei Foliendächern ist für die Berechnung der Gasproduktionsrate das Speichervolumen zu berücksichtigen, welches durch die Erfassung von Füllstand (z. B. Seilzug-Wegaufnehmer), Innendruck und Temperatur im Gasraum geschehen kann. Sensoren im Gasraum müssen den Anforderungen des Explosionsschutzes genügen und sollten beständig gegenüber Korrosion und der hohen Feuchte sein. Da die Foliendächer auch zur Speicherung von Biogas dienen, ist die Messung von Gasproduktionsrate und verfügbarem Speichervolumen für die Steuerung der BHKW-Leistung von großer Bedeutung.

Bei der Messung von Gasdurchflüssen in Rohrleitungen ist zu beachten, dass die vom Hersteller vorgegebenen Einlaufstrecken zur Herstellung laminarer Strömungen gewährleistet sind. Messgeräte mit beweglichen Teilen im Biogasstrom sind anfällig für Störungen aufgrund der Verunreinigungen, die im Biogasstrom mitgeführt werden. Geräte die auf dem thermischen und dem Fluidistor-Messprinzip beruhen sowie Wirbel-Durchflussmesser werden in der Biogasbranche angewendet.

5.1.2 Gaszusammensetzung

Die Zusammensetzung des Biogases kann zur Beurteilung verschiedener Sachverhalte dienen. Die einzelnen Komponenten und deren Bedeutung für den Prozess sind im Folgenden kurz erläutert.

5.1.2.1 Methan

Der Anteil an Methan im Biogas dient zur Bewertung des Zustandes der methanogenen Biozönose. In Zusammenhang mit der Gasproduktionsrate kann die Methanproduktionsrate errechnet werden – sinkt diese trotz konstanter Beschickung deutlich ab, so ist von einer Hemmung der methanogenen Archaeen auszugehen. Für die Bewertung der Methanproduktivität sind Messstellen in den einzelnen Fermentern vorzusehen. Methankonzentrationen werden in der Biogastechnologie mit Infrarotsensoren oder Wärmeleitfähigkeitssensoren gemessen. Für das Blockheizkraftwerk ist von Bedeutung, dass der Gehalt an Methan im Gas nicht unter 40–45 % sinkt, da die Motoren das Biogas dann nicht mehr verwerten können.

5.1.2.2 Kohlendioxid

Kohlendioxid wird in der Phase der Hydrolyse/Säurebildung sowie bei der Methanbildung gebildet. Es löst sich in Wasser und bildet so den wichtigen Hydrogencarbonatpuffer. Sinkt das Methan/Kohlendioxidverhältnis im Biogas, ohne das die Substratzusammensetzung geändert wurde, kann die Ursache in einer gegenüber der Methanbildung verstärkten Säurebildung liegen. Das Gleichgewicht der Massenströme im Abbauprozess ist dann gestört. Die Ursache kann eine Schwankung in der Inputmenge oder eine Hemmung der methanogenen Population sein.

Kohlendioxid wird wie Methan mit Infrarotsensoren oder Wärmeleitfähigkeitssensoren gemessen.

5.1.2.3 Sauerstoff

Sauerstoff sollte im Biogas nur dann nachweisbar sein, wenn er zur biologischen Entschwefelung zugegeben wird. Dann kann die Sauerstoffmessung zur Einstellung des zur Entschwefelung notwendigen Sauerstoffgehaltes dienen. Sauerstoff kann mit elektrochemischen Sensoren und paramagnetischen Sensoren gemessen werden.

5.1.2.4 Schwefelwasserstoff

Die Hersteller von Blockheizkraftwerken geben Grenzwerte für die Konzentration an Schwefelwasserstoff an, da dessen Oxidationsprodukte stark korrosive Eigenschaften aufweisen. Die Messung dient daher in erster Linie zum Schutz des BHKWs.

Zu Beeinflussungen der methanogenen Archaeen durch hohe Schwefelwasserstoffkonzentrationen kommt es erst bei Konzentrationen im Prozentbereich (ca. 20.000 ppm), was bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen selten auftritt. Schwefelwasserstoff wird mit elektrochemischen Sensoren gemessen.

5.1.2.5 Wasserstoff

Wasserstoff ist ein wichtiges Zwischenprodukt im Methanbildungsprozess, welches vorrangig in der Säurebildung und Essigsäurebildung freigesetzt wird, bevor es zu Methan umgewandelt wird. Es hat mehrere Versuche gegeben, die Wasserstoffkonzentration im Biogas zur Detektierung von Prozessstörungen zu verwenden. Dabei ist vor allem von Bedeutung, dass die Essigsäurebildung aus höherkettigen Fettsäuren und die Verwertung von Wasserstoff zu Methan theoretisch nur in einem engen Konzentrationsbereich gemeinsam ablaufen können. Die Eignung dieses Parameters ist umstritten, da die Zuordnung von Wasserstoffkonzentration im Biogas und Störung nicht immer eindeutig gelingt. Die Wasserstoffkonzentration im Biogas kann einfach mittels elektrochemischer Sensoren gemessen werden. Die Eignung des Wasserstoffpartialdruckes im Gärsubstrat als Regelparameter wurde bisher wenig untersucht.

Die meisten Hersteller von Gasanalysegeräten im Biogasbereich bieten modulare Geräte an, wobei der Nutzer Art der Sensoren und Anzahl der Messstellen wählen kann. Bei den elektrochemischen Sensoren ist zu beachten, dass diese sich „verbrauchen“ und eine stärkere Drift als z. B. die Infrarotsensoren aufweisen. Auf eine regelmäßige Kalibrierung der Sensoren muss geachtet werden.

5.1.3 Temperatur

Generell erhöht sich die Reaktionsgeschwindigkeit mit steigenden Temperaturen. Biologische Prozesse weisen jedoch hinsichtlich der Temperatur Optima auf, da organische Strukturen (z. B. Proteine) bei steigenden Temperaturen instabil werden können und ihre Funktionalität verlieren. Für die technische An-

wendung anaerober Prozesse unterscheidet man im Wesentlichen zwei Temperaturbereiche:

- mesophiler Bereich ca. 37 bis 43 °C,
- thermophiler Bereich ca. 50 bis 60 °C.

Da bei der anaeroben Fermentation kaum Wärme (von einigen NawaRo-Anlagen abgesehen) entsteht, muss das Substrat auf Gärtemperatur aufgeheizt werden. Dabei ist wichtig, dass die Temperatur konstant gehalten wird. Vor allem der thermophile Prozess reagiert empfindlich auf Temperaturschwankungen.

In einigen Fällen wiesen Anlagen, die Maissilage verwenden, eine Erwärmung auf, die eine Kühlung erforderlich machen kann.

Die zur Messungen der Temperatur verwendeten Fühler sollten in unterschiedlichen Höhen installiert werden, damit können Schichtungen und mangelnde Durchmischung festgestellt werden. Es ist zudem darauf zu achten, dass die Sensoren nicht in Totzonen oder zu nah an den Temperierungseinrichtungen installiert werden. Für die Messung der Temperatur sind Widerstandssensoren (z. B. Pt 1000 oder Pt 100) oder Thermoelemente geeignet.

5.1.4 Inputmenge und Füllstände

Für eine Bilanzierung der Abbauprozesse ist eine präzise Messung der zugegebenen Substratmenge unbedingt notwendig. Da neben dem Eintrag von flüssigen Substraten auch Feststoffe in die Fermenter eingebracht werden, kommen verschiedene Messsysteme zum Einsatz.

Feststoffe werden am besten gewogen, dies geschieht mittels Radladerwaagen oder Wägeeinrichtungen an den Eintragssystemen. Letztere sind dabei genauer und einfacher in automatisierte Prozessteuerungen integrierbar. Für die Wägeeinrichtungen werden Drucksensoren verwendet, die „schwebende“ Behälter voraussetzen. Verschmutzungen im Bereich dieser Sensoren müssen daher ebenso vermieden werden, wie ein Nachfüllen der Vorlagebehälter während der Beschickung.

Für die flüssigen Substrate können an Rohrleitungen Durchflussmesseinrichtungen verwendet werden oder bei dem Vorhandensein von Vorgruben kann das zugegebene Volumen auch mittels Füllstandsmessgeräten ermittelt werden.

Füllstände (auch für die Fermenter) können mittels Drucksensoren (hydrostatischer Druck im Fermenter) oder Abstandsmessungen zur Oberfläche mittels Ultraschall oder Radar bestimmt werden. Bei der Wahl der Sensoren sollte auf Korrosionsbeständigkeit und Unempfindlichkeit gegenüber Verschmutzungen geachtet werden, zumal die Wartung im Fermenter sehr aufwändig ist. Bei der Wahl und Anordnung der Sensoren ist zu beachten, dass es durch besondere Betriebszustände wie Ablagerungen am Fermenterboden (z. B. Sand), Schaumbildung, Schwefelablagerungen im Gasraum etc. nicht zu Beeinträchtigungen der Messungen kommt. Außerdem ist der Explosionsschutz zu gewährleisten.

Für die Durchflussmesseinrichtungen haben sich Geräte bewährt, die ohne bewegliche Teile im Messmedium auskommen. Es werden hauptsächlich induktive und kapazitive Sensoren eingesetzt, vereinzelt kommen Ultraschall und Wärmeleitfähigkeitssensoren zum Einsatz. Je nach Verfahren ist auf eine ausreichende Einlaufstrecke vor den Sensoren zur Herstellung laminarer Strömungen im Rohr zu achten. Die Durchflussmessung hat den Vorteil, dass, wenn durch günstige Schieberanordung mehrere Beschickungsstrecken durch eine Rohrleitung geleitet werden können, mit einem Messgerät mehrere Beschickungsstrecken überwacht werden können.

5.1.5 Substratcharakterisierung

Neben der Menge des zugeführten Substrates muss die Konzentration und Zusammensetzung des Substrates für eine Massenbilanz bekannt sein.

Für die Konzentration werden Summenparameter wie Trockensubstanzgehalt (TS) und organischer Trockensubstanzgehalt (oTS) verwendet. Für flüssige Substrate kann auch der chemische Sauerstoffbedarf (CSB) verwendet werden, außerdem findet auch der Total Organic Carbon (TOC) hin und wieder Anwendung. Praktisch relevant sind nur die beiden erstgenannten.

Als erster Schritt zur Bestimmung der abbaubaren Anteile im Substrat dient die Bestimmung des Wassergehaltes oder Trockensubstanzgehaltes. Dazu wird eine Probe bei 105 °C im Labor bis zur Gewichtskonstanz getrocknet. Es gibt mittlerweile auch Sensorenneuentwicklungen auf Basis von Mikrowellen und Nahinfrarot, die dies online am Prozess bestimmen.

Einen Anhaltspunkt für die Beurteilung der Abbaubarkeit erhält man durch die Bestimmung des Anteiles an organischen Bestandteilen an der Trockensubstanz. Die organische Trockensubstanz ist ein Summenparameter, den man durch Verglühen der getrockneten Probe bei 550 °C erhält. Der Masseverlust, auch Glühverlust genannt, wird als organische Trockensubstanz bezeichnet. Dieser Wert ist ein Summenparameter, der allerdings nichts zur Abbaubarkeit oder der zu erwartenden Biogasproduktion der getesteten Substanz aussagt. Es gibt in der Literatur Richtwerte, mit deren Hilfe bei Kenntnis des Substrates und des oTS Gehaltes die zu erwartende Gasproduktion abgeschätzt werden kann. Bei der Trocknung der Probe werden flüchtige Stoffe (z. B. wasserdampfflüchtige Säuren) ausgetrieben, die dann nicht mehr im Analyseergebnis enthalten sind. Vor allem bei versäuerten Substraten (z. B. Silagen) kann es so zu erheblichen Fehlern bei der Abschätzung des Gaspotenzials kommen. Daher wurde von Weissbach eine Korrektur entwickelt, mit der die flüchtigen Stoffe Berücksichtigung finden. Allerdings ist dieses Verfahren auch deutlich aufwendiger [5-18]. Beim Verglühen der Probe bleibt der Glührückstand zurück, der den Anteil an inerten Inhaltsstoffen im Substrat repräsentiert. Bei Substraten, die große Mengen an Sand enthalten, kann mittels des Glührückstandes der Anteil von Sand abgeschätzt werden, in Kombination mit einer Siebung ergänzend die Korngrößenverteilung des Sandes [5-19]. Der Sandgehalt ist wegen der abrasiven Eigenschaften und der Ablagerung im Fermenter bei einigen Substraten (z. B. Geflügelkot) von Bedeutung.

Eine weitere Präzisierung der Substratcharakterisierung kann durch die Klassifizierung der Substratbestandteile nach Weender (Rohfaser, Rohprotein, Rohfett und stickstofffreie Extraktstoffe, die in Kombination mit Verdaulichkeitsquotienten die Eignung organischer Stoffe als Futter beschreiben, siehe auch 2.3.4.1) oder die Einteilung nach van Soest (Hemicellulose, Cellulose und Lignin) erreicht werden. Diese Bestandteile bestimmen die Art der gebildeten Zwischenprodukte. Bei plötzlichen Substratumstellungen kann es daher zu Anreicherungen von Zwischenprodukten kommen, die nicht abgebaut werden

können, weil die entsprechende Bakterienpopulation nicht vorhanden ist oder kleine Wachstumsraten aufweist. Mit Hilfe der Futtermittelanalytik lässt sich auch der zu erwartende Gasertrag genauer bestimmen als auf Basis des organischen Trockensubstanzgehaltes. Diese Analytik ist daher auch besser zur Bewertung der Qualität von Substraten geeignet.

Die Bestimmung der Konzentration des Substrates ist für eine verlässliche Massenbilanzierung eine unverzichtbare Größe, die ergänzende Bestimmung der Zusammensetzung kann auch zur Bewertung der Substratqualität herangezogen werden.

5.1.6 Bestimmung der Konzentration von organischen Säuren

Organische Säuren sind ein Zwischenprodukt bei der Bildung von Biogas. Die Säuren dissoziieren in Abhängigkeit vom pH-Wert in wässriger Lösung. Die jeweiligen Anteile lassen sich wie folgt berechnen:

$$f = \frac{10^{pK_S - pH}}{1 + 10^{pK_S - pH}}$$

Gleichung 5.2: Berechnung des Dissoziationsfaktors nach [5-20] (f: Dissoziationsfaktor, pK_S: Negativer, dekadischer Logarithmus der Säurekonstante, pH: pH-Wert)

Im stationären Zustand sind die Geschwindigkeiten von Säurebildung und Umwandlung gleich, so dass die Konzentration im Fermenter konstant ist. Kommt es zu einer verstärkten Bildung von Säuren oder/und der Abbau ist gehemmt, reichern sich die gebildeten Säuren an und die Konzentration steigt an. Da das Bakterienwachstum entsprechend der von Monod beschriebenen Gesetze von der Substratkonzentration abhängig ist, zieht eine Erhöhung der Säurekonzentration eine erhöhte Wachstumsgeschwindigkeit nach sich, damit stabilisiert sich der Prozess in gewissen Grenzen selbst. Wenn jedoch die Bildungsgeschwindigkeit der Säuren die Kapazität der säureabbauenden Mikroorganismen dauerhaft überschreitet, steigt die Konzentration weiter an. Wird dann nicht eingegriffen, akkumulieren die Säuren bis zu dem Punkt, an dem die Pufferkapazität des Gärsubstrates aufgebraucht ist und der pH-Wert absinkt. Der Säureabbau wird bei erhöhten Konzentrationen des undissoziierten Anteils der Säuren gehemmt – diese Wirkung wird bei fallendem pH-Wert verstärkt.

Es ist schwierig, einen Grenzwert für eine maximal zulässige Säurekonzentration im stationären Zustand festzulegen, da die sich einstellende Konzentration von Faktoren wie Aufenthaltszeit, verwendetes Substrat und vorhandenen hemmenden Substanzen abhängig ist.

Um eine Orientierung zu geben, sind in der nebenstehenden Tabelle einige Literaturwerte gelistet.

Für die Bewertung des Prozesses ist vor allem wichtig, dass die Säurekonzentration konstant bleibt. Steigt die Säurekonzentration, ist Vorsicht geboten. Für eine Prozessbewertung unter dynamischen Bedingungen, d. h. bei Änderungen von Säurekonzentrationen, sind Prozessmodelle notwendig.

Neben dem Summenparameter der Säuren kann die Konzentration der einzelnen Säuren zusätzliche Informationen liefern. Zeigt das Spektrum, dass die höherkettigen Säuren gegenüber der Essigsäure stärker ansteigen, so ist die Umwandlung dieser Säuren in Essigsäure gehemmt. Die Umwandlung von höherkettigen Säuren zu Essigsäure ist ein endogener Prozess, der nur bei niedrigen Wasserstoffkonzentrationen abläuft, außerdem ist die Wachstumsrate dieser Mikroorganismen klein. Aufgrund dieser ungünstigen Voraussetzungen kann dieser Teilprozess zum Flaschenhals im Prozess werden. Erhöhte Propionsäurekonzentrationen werden entsprechend nur langsam abgebaut. In einigen Veröffentlichungen wird auf das Verhältnis von Essigsäure und Propionsäure als Parameter zur Beurteilung des Prozesses verwiesen, hier konnte jedoch bisher kein allgemein gültiges Muster nachgewiesen werden.

Es gibt verschiedene Verfahren zur Bestimmung der Konzentration an organischen Säuren (bisher muss für diese Analysen eine Probe gezogen werden, die im Labor analysiert wird):

- als Summenparameter (z. B. Wasserdampf-Destillation nach DIN 38414-19),
- als Spektrum (z. B. Gaschromatographie) oder
- auf Basis empirisch ermittelter Parameter aus dem Ergebnis einer Titration berechnet (FOS – flüchtige organischen Säuren)

Die Bestimmung des Summenparameters nach DIN 38414-19 wird aufgrund zunehmender Verbreitung des FOS-Werts kaum

TAB. 5.1: GRENZWERTE FÜR MAX. ZULÄSSIGE SÄUREKONZENTRATION

Autor	Grenzwert Konzentration Essigsäureäquivalente (mg · l^{-1})	Verfahren, Bemerkung
[5-20]	200 undissozierte Säure	Thermophil betriebener Rührkesselreaktor mit vorgeschaltetem Hydrolysereaktor
[5-20]	300 (adaptierte Biozönose) undissozierte Säure	Thermophil betriebener Rührkesselreaktor mit vorgeschaltetem Hydrolysereaktor
[5-21]	30–60 undissozierte Säure	Kontinuierlich mesophil betriebener Rührkesselreaktor (CSTR)
[5-2]	80 (Hemmungszunahme ab 20) undissozierte Säure	Keine Angaben
[5-22]	100–300 Gesamtsäure	Klärschlammfaulung normaler Prozesszustand
[5-22]	1.000–1.500 Gesamtsäure	Klärschlammfaulung normal während der Einfahrphase
[5-22]	1.500–2.000 Gesamtsäure	Klärschlammfaulung Gefahr des Umkippens, Beschickung absetzen oder Alkalizugabe
[5-22]	4.000 Gesamtsäure	Klärschlammfaulung, kaum Chancen kurzfristig zu sanieren
[5-23]	‹ 1.000 Gesamtsäure	stabile Vergärung

noch durchgeführt. Diese Bestimmung ist durch die notwendige Destillation der wasserdampfflüchtigen Säuren aufwendiger, aber auch genauer als die Bestimmung des FOS-Wertes.

Die Bestimmung des Säurespektrums mittels Gaschromatographie (optional auch Flüssigchromatographie möglich) setzt aufwendige Messtechnik und Erfahrung mit dem Substrat voraus. Als Ergebnis liegt nicht nur die Summe der Säuren vor, es können so auch die Konzentrationen der einzelnen Fraktionen der niedrigen Fettsäuren bestimmt werden. Dieses Verfahren ist das präziseste der genannten Methoden.

Als einfach zu bestimmender Parameter hat sich in den letzten Jahren der FOS-Wert etabliert [5-24]. Der FOS-Wert wird meist in Kombination mit dem TAC-Wert verwendet (FOS/TAC).

Der FOS/TAC-Wert wird durch eine Titration ermittelt. Die Herkunft der Abkürzung TAC ist nicht ganz nachvollziehbar, es werden in der Literatur verschiedene Bezeichnungen verwendet, von denen keine wirklich sprachlich zutreffend und korrekt ist. Der TAC-Wert steht für den „Verbrauch A“ an 0,1 N Schwefelsäure bei der Titration einer Probe bis zum pH 5. Die verbrauchte Säuremenge wird in eine entsprechende Karbonatkonzentration umgerechnet (mg $CaCO_3$/l). Wird dann weiter titriert bis pH 4,4, kann aus dem „Säureverbrauch B“ auf die Konzentration an organischen Säuren geschlossen werden. Die verwendeten Berechnungsformeln für die Säurekonzentration sind empirischer Natur:

Probenmenge: 20 ml (zentrifugiert)
TAC: Verbrauch A × 250 [mg/l $CaCO_3$]
FOS: ((Verbrauch B x 1,66) - 0,15) × 500 [mg/l HAc]

Oft wird das Verhältnis FOS/TAC zur Prozessbewertung verwendet. Dabei ist zu beachten, dass die Analysenergebnisse verschiedener Prozesse aufgrund der empirischen Natur der Formeln nicht vergleichbar sind. Der FOS/TAC-Wert sollte erfahrungsgemäß nicht größer als 0,8 sein. Auch hier gibt es Ausnahmen und es gilt wie bei den Säuren, dass Probleme durch Änderungen des Wertes erkennbar werden. Bei der Beurteilung der Ergebnisse sollte berücksichtigt werden, nach welchem Verfahren die Berechnung stattgefunden hat.

5.1.7 pH-Wert

Biologische Prozesse sind stark vom pH-Wert abhängig. Der optimale pH-Wert-Bereich für die Methanbildung liegt in einem engen Fenster zwischen rund 7 und 7,5, wobei die Gasbildung auch noch unter- und oberhalb dieses Bereiches möglich ist. Bei den einstufigen Verfahren stellt sich in der Regel automatisch ein pH-Wert im optimalen Bereich ein, da die Bakteriengruppen ein selbstregulierendes System bilden. Beim zweistufigen Prozess ist der pH-Wert in der Hydrolysestufe deutlich niedriger, normalerweise zwischen 5 und 6,5, da die säurebildenden Bakterien hier ihr Optimum aufweisen. Der pH-Wert wird in der methanogenen Stufe dank der Pufferkapazität des Mediums und der Abbauaktivitäten wieder in den neutralen Bereich angehoben.

Der pH-Wert kontrolliert die Dissoziationsgleichgewichte wichtiger Stoffwechselprodukte wie Ammoniak, organische Säuren und Schwefelwasserstoff. Die Pufferkapazität des Mediums (hauptsächlich Hydrogenkarbonat und Ammonium) gewährleistet normalerweise einen stabilen pH-Wert. Kommt es dennoch zu gravierenden Veränderungen und der pH-Wert bewegt sich aus dem Optimalbereich, ist das meist ein Zeichen für ernsthafte Störungen und es sollte sofort gehandelt werden.

5.1.8 Konzentration an Spurenelementen

Als Spurenelemente werden Mineralstoffe bezeichnet, die in sehr geringen Konzentrationen vorkommen. In Anlagen, die ausschließlich mit nachwachsenden Rohstoffen (auch bei Schlempe) betrieben werden, kommt es zu Prozessstörungen, die durch die Zugabe von Spurenelementen aufgehoben werden können. Die Störungen zeigen sich durch eine sinkende Gasproduktion und steigende Säurewerte. Bei Anlagen, die güllebasiert betrieben werden, sind diese Phänomene nicht zu beobachten. Die genauen Mechanismen und die tatsächlich limitierenden Stoffe konnten bisher nicht identifiziert werden, die Konzentrationen an Spurenelementen in den nachwachsenden Rohstoffen liegen jedoch deutlich unter denen, die in Wirtschaftsdüngern nachgewiesen konnten [5-26].

Es werden von einigen Anbietern angepasste Spurenelementmischungen zur Prozessoptimierung angeboten. Es gibt Hinweise, dass die Zugabe von Eisen-Ionen in Form von Eisenchlorid oder Eisenhydroxid, welches oft zur Entschwefelung verwendet wird, bereits stabilisierende Wirkung haben kann. Dies wird darauf zurückgeführt, dass das Sulfid schwerlösliche Metallsulfide bildet, dadurch wird die Verfügbarkeit der Spurenelemente eingeschränkt. Wird das Sulfid vorrangig durch das Eisen gebunden, steigt die Verfügbarkeit der anderen Metalle. In der folgenden Tabelle werden Richtwerte zu den einzelnen Elementen dargestellt.

Ein Verfahren, welches Richtwerte angibt und die Zugabe beschreibt wurde in [5-28] zur Patentierung angemeldet.

Bei der Zugabe von Spurenelementen ist zu beachten, dass es sich hierbei um Schwermetalle handelt, die in hohen Konzentrationen hemmend wirken können und als Schadstoffe gelten. Die Zugabe muss in jedem Fall nach der Maßgabe soviel wie nötig, sowenig wie möglich erfolgen.

TAB. 5.2: RICHTWERTE ZU SPURENELEMENTEN

Element	Richtwerte [5-28]	Richtwerte [5-27]
	mg/kgTS	Konzentration mg/l
Cobalt	0,4–10 (optimal 1,8)	0,06
Molybdän	0,05–16 (optimal 4)	0,05
Nickel	4–30 (optimal 16)	0,006
Selen	0,05–4 (optimal 0,5)	0,008
Wolfram	0,1–30 (optimal 0,6)	
Zink	30–400 (optimal 200)	
Mangan	100–1500 (optimal 300)	0,005-50
Kupfer	10–80 (optimal 40)	
Eisen	750–5000 (optimal 2400)	1–10 [5-29]

5.1.9 Stickstoff, Ammonium, Ammoniak

Beim Abbau von organischen Substanzen, die Stickstoff enthalten, wird dieser zu Ammoniak (NH_3) umgewandelt. Ammoniak ist dissoziiert in Wasser, es bildet sich Ammonium.

Stickstoff wird für den Zellaufbau benötigt und ist somit ein lebensnotwendiger Nährstoff.

Auf der anderen Seite konnte nachgewiesen werden, dass hohe Konzentrationen an Ammoniak/ Ammonium im Substrat hemmende Wirkung auf die Methanbildung haben. Über die genauen Mechanismen, die zur Hemmung führen, besteht noch keine einheitliche Meinung, offensichtlich sind die Bakterien jedoch in der Lage, sich an erhöhte Konzentrationen zu adaptieren. Daher ist es schwierig, klare Aussagen zu Grenzwerten zu treffen, da die Reaktion auf erhöhte Ammoniak/Ammoniumkonzentrationen prozessspezifisch ist.

Vieles deutet darauf hin, dass die hemmende Wirkung vom undissozierten Anteil, also vom Ammoniak ausgeht, es ergibt sich eine Abhängigkeit der hemmenden Wirkung von der vorhandenen Konzentration, der Temperatur und dem pH-Wert. Daraus folgt die in der Praxis bestätigte Konsequenz, dass thermophile Anlagen empfindlicher auf hohe Ammoniumkonzentrationen reagieren als mesophile Anlagen. Der Zusammenhang ist durch die folgende Gleichung dargestellt.

$$c_{NH_3} = c_{NH_4} \cdot \frac{10^{pH}}{e^{\frac{6344}{273+T}} + 10^{pH}}$$

Gleichung 5.3: Berechnung der Ammoniakkonzentration nach [5-30] (c_{NH_3} Konzentration Ammoniak ($g \cdot l^{-1}$), c_{NH} Konzentration Ammonium ($g \cdot l^{-1}$), T Temperatur (°C))

Die Abbildung 5.1 stellt das Dissoziationsgleichgewicht und eine Hemmung nach [5-2] dar. Die Absolutwerte der Hemmung können sicherlich nicht auf alle Prozesse übertragen werden (siehe unten), der prinzipielle Verlauf der hemmenden Wirkung ist jedoch übertragbar.

Die Tabelle 5.3 fasst verschiedene Veröffentlichungen zum Thema Ammoniak/Ammoniumhemmung zusammen. Klar ersichtlich ist dabei, dass die Werte erheblich voneinander abweichen, was unterstreicht, dass keine allgemeingültigen Aussagen zum Thema Ammoniak/Ammoniumhemmung gemacht werden können.

[5-21] berichtet im Zusammenhang mit erhöhten Ammoniumkonzentrationen von gleichzeitig erhöhten Säurekonzentrationen, dieser Zusammenhang kann auch in der Praxis beobachtet werden. Die erhöhten Säurekonzentrationen lassen auf eine Wachstumsrate der säureverwertenden Populationen schließen, die nahe deren Maximum liegt. Trotz dieser ungünstigen Bedingungen ist ein stabiler Betrieb möglich, allerdings ist erhöhte Vorsicht bei Belastungsschwankungen geboten, da der Prozess diese nicht mehr durch eine Steigerung der Stoffwechselaktivität abfangen kann. Die Gasproduktion bleibt dann unter Umständen eine Weile konstant, doch die Säuren reichern sich im Gärsubstrat an. Hohe Ammoniumkonzentrationen wirken als Puffer und somit führen erhöhte Konzentrationen an organischen Säuren nicht unbedingt zu Veränderungen des pH-Wertes.

TAB. 5.3: LITERATURANGABEN ZU HEMMKONZENTRATIONEN VON AMMONIAK

Autor	Konzentration		Bemerkung
[5-33]	> 3000 mg · l^{-1} NH_4		Hemmwirkung
[5-32]	> 150 mg · l^{-1} NH_3		Hemmwirkung
[5-31]	500 mg · kg^{-1} NH_3 1.200 mg · l^{-1} NH_3		stabiler Betrieb, erhöhte Säurekonzentrationen, Hemmwirkung
[5-30]	< 200 mg · l^{-1} NH_3		stabiler Betrieb
[5-21]		Abbaugrad %	
	106 mg · l^{-1} NH_3	71	stabiler Betrieb in allen Fällen, jedoch reduzierte Abbauleistung und erhöhte Säurekonzentration
	155 mg · l^{-1} NH_3	62	
	207 mg · l^{-1} NH_3	61	
	257 mg · l^{-1} NH_3	56	
[5-34]	> 700 mg · l^{-1} NH_3		Hemmwirkung

Unter der Voraussetzung von langen Anpassungszeiten (bis zu einem Jahr) können die Mikroorganismen sich an hohe Ammoniakkonzentrationen adaptieren. Untersuchungen mit Festbettreaktoren haben gezeigt, dass diese sich besser als Rührkesselreaktoren an höhere Konzentrationen adaptieren können. Das lässt den Schluss zu, dass das Bakterienalter bei der Adaption eine Rolle spielt – damit wären hohe Aufenthaltszeiten in Rührkesselreaktoren eine Strategie zur Beherrschung der Hemmwirkung.

Es gibt bisher keine klaren Erkenntnisse, wo die Grenzen bezüglich Ammoniakkonzentration, Raumbelastung und Verweildauer liegen. Die Anpassung braucht Zeit und ist mit schwankenden Abbauleistungen verbunden. Dadurch ist der Anpassungsprozess mit wirtschaftlichem Risiko verbunden.

Ammoniak/Ammonium kann mittels ionensensitiver Sonden, Küvettentests oder auf herkömmliche Art und Weise durch destillieren und Titration (DIN 38406, E5) gemessen werden. Die Verwendung von Sonden ist in der Praxis nicht verbreitet, die Bestimmung nach Probenahme im Labor ist gebräuchlicher. Da die Grenzkonzentration prozessspezifisch ist, ist die Ammoniakkonzentration alleine wenig aussagekräftig bezüglich des Prozesszustandes. Mit der Bestimmung des Ammoniumgehaltes sollte immer eine Bestimmung des pH-Wertes einhergehen, um den Gehalt an Ammoniak abschätzen zu können. Sie kann bei auftretenden Störungen helfen, die Ursache zu identifizieren.

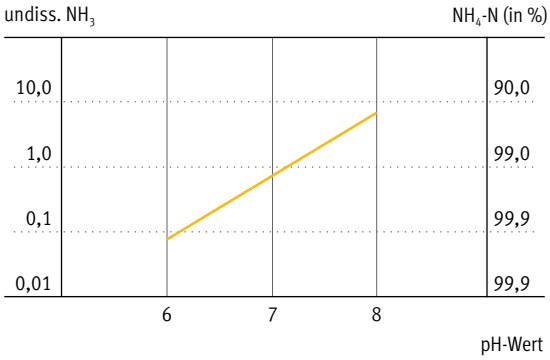
5.1.10 Schwimmdecken

Die Bildung von Schwimmdecken kann auf Anlagen mit faserigem Substrat ein Problem darstellen. Schwimmdecken bilden sich, indem faseriges Material aufschwimmt und an der Oberfläche durch Verfilzen eine feste Struktur bildet. Wird die Decke nicht durch geeignete Rührwerke aufgerührt, kann sie bis auf mehrere Meter Stärke anwachsen und muss dann manuell entfernt werden.

Eine gewisse Stabilität der Oberflächenstruktur ist allerdings auf Anlagen, die durch Zugeben von Luft im Gasraum entschwefeln, durchaus erwünscht. Hier dient die Oberfläche als Besiedelungsfläche für die entschwefelnden Bakterien.

HEMMUNG DER METHANBILDUNG AUS ESSIGSÄUE DURCH AMMONIAK

Dissoziationsgleichgewicht NH_3/NH_4-N



Hemmung der Methanbildung aus Essigsäure durch NH_3

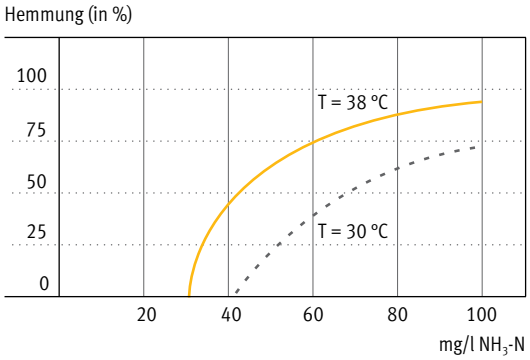


Abb. 5.1: Hemmung der Methanbildung aus Essigsäure durch NH_3 (nach [5-2])

Die Schwimmdeckenbehandlung stellt dann ein Optimierungsproblem dar, welches in den meisten Fällen vom Anlagenbetreiber durch visuelle Begutachtung durch das Sichtfenster gelöst wird. Es gibt bisher keine Messtechnik, die die Bildung von Schwimmdecken erfasst.

5.1.11 Schaumbildung

Schaumbildung ist die Folge von reduzierter Oberflächenspannung, die durch oberflächenaktive Substanzen hervorgerufen wird. Die genaue Ursache von Schaumbildung im Biogasbildungsprozess ist nicht bekannt. Sie tritt bei nicht optimalen Bedingungen (z. B. verdorbene Silage, Überlasterscheinungen in Kombination mit hoher Ammoniumkonzentration) auf. Möglich ist, dass eine Anreicherung von oberflächenaktiven Zwischenprodukten oder Bakteriengruppen im Prozess kombiniert mit einer starken Gasbildung die Ursache darstellt.

Schaum kann ein ernsthaftes Problem darstellen, wenn die Gasleitungen verstopft werden und der Druck im Fermenter den Schaum z. B. aus den Überdrucksicherungen herausdrückt. Als kurzfristige Lösung sind Entschäumer hilfreich, langfristig sollte die Ursache identifiziert und beseitigt werden.

Messtechnisch lässt sich Schaumbildung durch die Kombination verschiedener Füllstandsmessgeräte erfassen. So wird ein Drucksensor nicht auf Schaum reagieren, während Ultraschallsensoren den Schaum als Veränderung der Oberfläche detektieren. Die Differenz beider Systeme ergibt die Schaumhöhe.

5.1.12 Prozessbewertung

Die Prozessbewertung erfolgt durch die Auswertung und Interpretation von Messwerten, die erhoben werden. Wie bereits festgestellt, ist dabei eine Bilanzierung der Massenströme die sicherste Methode zur Prozessbeschreibung. Praktisch ist dies aufgrund des damit verbundenen Aufwandes wirtschaftlich nicht realisierbar. In der Praxis ergeben sich zudem bei der Erfassung der Messwerte einige Besonderheiten, daher soll hier kurz auf die Unterschiede von Laboranalyse und online am Prozess installierten Sensoren eingegangen werden. Alle Analysen, die im Labor an Substratproben durchgeführt werden, setzen eine repräsentative Probenahme voraus, dann muss die Probe in ein Labor transportiert werden. Solche Analysen sind aufwändig, verursachen hohe Kosten und die Ergebnisse sind zeitverzögert verfügbar. Sensoren, die direkt am Prozess messen, weisen dagegen eine wesentlich höhere Messdichte auf, die Messwerte sind sofort verfügbar. Die Kosten pro Messwert sind deutlich geringer, die Daten sind einfach in eine Prozessautomation integrierbar.

Leider sind die für eine Massenbilanzierung notwendigen Messgrößen derzeit nicht mit Online-Sensoren erfassbar, ergänzende Laboranalysen sind daher unumgänglich. Die notwendigen Größen und ihre Verfügbarkeit sind in Tabelle 5.4 zusammengefasst.

Eine permanente Überwachung aller aufgeführten Größen ist zu aufwendig und auf manchen Anlagen auch nicht notwendig. Es sind anlagenspezifisch Teillösungen zu finden, die den Anforderungen genügen. Die Kriterien für die Regelung und die dafür notwendige Messtechnik sind:

- zulässige Prozessabweichung,
- angestrebter Automatisierungsgrad und
- Prozesseigenschaften.

Die frühe Erkennung von kritischen Prozesszuständen (Säureanreicherung, mit folgender Hemmung und verminderter Gasproduktion) ist eine Minimalanforderung an jede Prozessüberwachung, damit gravierende Leistungseinbußen vermieden werden können. Darüber hinaus sollte die Überwachung hinreichend genau sein, um eine Regelung der Gasproduktion zu ermöglichen – die Auslastung des BHKW muss gewährleistet sein.

Der Automatisierungsgrad ist sicherlich von der Größe der Anlage abhängig. Je größer die Anlage, je unübersichtlicher werden die vielen Teilprozesse und eine Automatisierung wird unumgänglich. Mit fortschreitender Automatisierung wird auch

TAB. 5.4: MESSGRÖSSEN UND IHRE VERFÜGBARKEIT

Messgrößen zur Massenbilanzierung	Online verfügbar
Inputzusammensetzung	TS Bestimmung in Entwicklung, alle weiteren Parameter Laboranalyse
Zwischenprodukte (organische Säuren)	Laboranalyse notwendig
Menge Output	Online verfügbar
Zusammensetzung Gärrückstand	TS Bestimmung in Entwicklung, alle weiteren Parameter Laboranalyse
Gebildete Gasmenge	Online verfügbar
Zusammensetzung Biogas	Online verfügbar

eine gewisse Unabhängigkeit von Fachpersonal erreicht, Fernüberwachung kann realisiert werden und menschliche Fehler können reduziert werden.

Bezüglich der Prozesseigenschaften ist festzustellen, dass besonders bei Anlagen, die eine hohe Raumbelastung und/oder niedrige Aufenthaltzeiten fahren, hemmende Substanzen in hohen Konzentrationen aufweisen oder wechselnde Substratmischungen nutzen, ein erhöhtes Risiko der Überlastung des Prozesses besteht. Dem sollte durch entsprechenden Aufwand bei der Prozessüberwachung Rechnung getragen werden.

Eine Einschätzung des Aufwandes zur Prozessüberwachung ist im Kap. 5.3 zu finden.

5.2 Anlagenüberwachung und Automatisierung

Zur Kontrolle von Prozessen und Anlagen stehen verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung. Die Bandbreite der in der Praxis üblichen Anwendungen reicht von Betriebstagebüchern bis hin zu vollautomatisierten Datenerfassungs- und Regelungssystemen (Abb. 5.2). Bei der Entscheidung, welcher Automatisierungsgrad realisiert werden soll, ist zu berücksichtigen, welche Verfügbarkeit der Prozesskontrolle erreicht werden soll, inwiefern die Anlage unabhängig von Fachpersonal betreibbar sein soll und welche Prozesseigenschaften eine Automatisierung zwangsläufig erfordern.

Mit steigender Automatisierung steigt auch die Verfügbarkeit der Prozesskontrolle und damit auch der Anlage. So sind bei hochautomatisierten Systemen auch an Wochenenden und Feiertagen die Datenerfassung und ein gleichmäßiger Betrieb gewährleistet. Mit steigender Automatisierung wird der Anlagenbetrieb auch unabhängiger von der permanenten Anwesenheit des Betriebspersonals. Hinsichtlich der Prozesseigenschaften ist festzustellen, dass mit steigender Größe der Anlagen, auch die Anzahl der zu überwachenden Prozessparameter steigt. Ab einer gewissen Größe wird eine Automatisierung der Abläufe unumgänglich. Bei Anlagen mit hoher Raumbelastung und Anlagen mit Tendenz zu Mangelerscheinungen (z. B. Spurenelementen) oder hemmenden Substanzen ist das Risiko von gravierenden Störungen erhöht. Hier bietet die automatisierte Datenerfassung und Prozessregelung die Möglichkeit, Prozessstörungen zeitig zu erkennen und zu beheben.

Sehr einfache Lösungen wie die Dokumentation von Daten in Betriebstagebüchern und die manuelle oder zeitgesteuerte Regelung der Teilprozesse werden auf kleinen, güllebasierten Anlagen oft noch angewendet. Werden die Daten allerdings nicht nachträglich in elektronischer Form erfasst, ist die Auswertung und die lückenlose Dokumentation der Daten oft nicht gegeben. Die Optimierung der Prozesse wird dadurch erschwert.

Je nach den Anforderungen der Anwendung stehen unterschiedliche Automatisierungslösungen zur Verfügung. Unter dem Begriff Automatisierung werden Steuerungs-, Regelungs- und Visualisierungsvorgänge zusammengefasst. Voraussetzung für eine Automatisierung ist das Überwachen des Prozesses, d. h. das ständige Erfassen und Speichern der zur Verfügung stehenden Prozessdaten.

Zur Prozesskontrolle auf Biogasanlagen werden in den meisten Fällen speicherprogrammierbare Steuerungen (SPS) eingesetzt. Diese Geräte übernehmen prozessnah viele Aufgaben der Automatisierung. Für Biogasanlagen sind dies alle anstehenden Steuerungsaufgaben, die zum einen die rein technischen Abläufe wie Pumpenlaufzeiten, Beschickungsintervalle, Rührintervalle etc. überwachen und zum anderen auch die biologischen Prozesse überwachen müssen. Dazu muss die Aufnahme aller benötigten Messgrößen (z. B. Schaltzustände von Motoren, Leistungsaufnahme, Drehzahlen, aber auch Prozessparameter wie pH-Wert, Temperaturen, Gasproduktionsraten, Gaszusammensetzung usw.) gewährleistet sein, sowie das entsprechende Schalten von Aktoren wie Ventilen, Rührwerks- und Pumpenmotoren ausgelöst werden. Zur Erfassung der Messgrößen werden die am Sensor erhobenen Größen durch Wandler in Standardsignale umgewandelt, die von der SPS erfasst werden können. Die Umsetzung des Schaltens von Aktoren geschieht über Relais, wobei die Ansteuerungen einfach zeitgesteuert sein können oder als Reaktion auf die eingehenden Messgrößen definiert sein können. Eine Kombination dieser Ansteuermöglichkeiten ist ebenfalls realisierbar. Regelungstechnisch sind bei allen SPS-Typen Standard-PID (Proportional Integral Differential) Regler und z. T. einfache Fuzzy-Logic-Regler implementiert. Es können jedoch auch andere Regelalgorithmen durch eine Programmierung manuell umgesetzt werden.

Eine SPS besteht aus der zentralen Baugruppe (CPU: Central Processing Unit) welche als Herzstück einen Mikrocontroller enthält. Diese Controller sind je nach Kategorie der SPS in ihrer Leistung unterschiedlich. Die Unterschiede liegen in der Verarbeitungsgeschwindigkeit und der Redundanz der Funktionen. Die Spanne reicht dabei von relativ kleinen CPUs, die dementsprechend günstiger sind, bis hin zu hochverfügbaren Systemen mit leistungsfähigen Controllern und entsprechender Redundanz.

Bei der Auswahl einer SPS spielen Echtzeitschranken eine wichtige Rolle. Echtzeit bedeutet dabei, dass das Automatisierungssystem innerhalb einer vom Prozess vorgeschriebenen Zeit reagieren muss. Ist dies der Fall, so ist das Automatisierungssystem echtzeitfähig. Da der Biogasprozess keine hohen Echtzeitanforderungen aufweist, werden auf Biogasanlagen meist SPS im unteren bis mittleren Preissektor favorisiert.

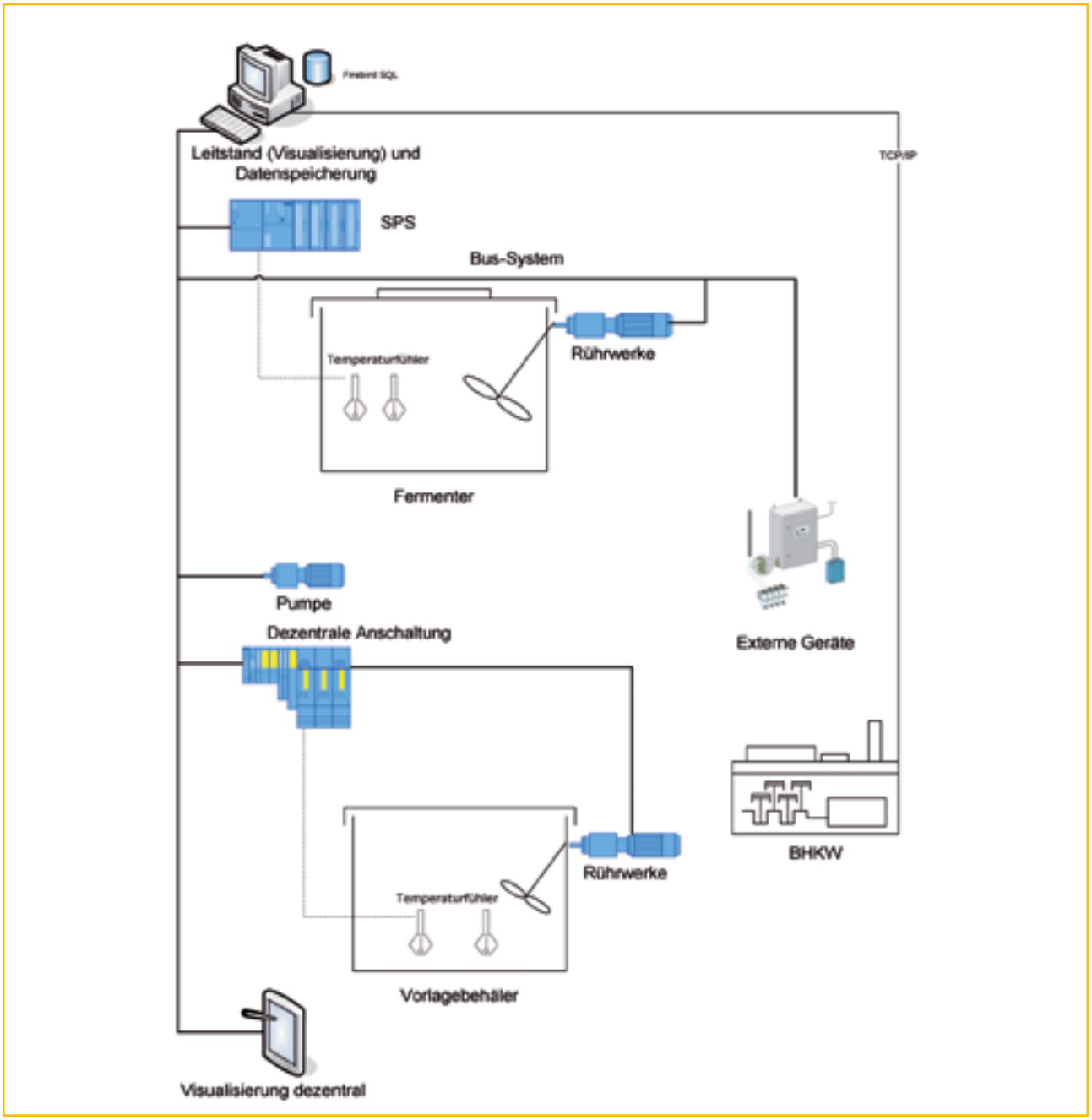


Abb. 5.2: Schema zur Anlagenüberwachung

Neben der CPU wird von allen Herstellern eine große Anzahl von Modulen zur Anschaltung an die CPU angeboten. Zu diesen Modulen gehören analoge und digitale Module zur Eingabe von Signalgebern und Messsonden und zur Ausgabe für diverse Aktoren und analoger Anzeigeelemente. Für den Biogasbereich können spezielle Anschaltungen für Messgeräte interessant sein, die über RS 232-Schnittstellen angesteuert werden.

Zur Kommunikation werden verschiedene Kommunikationscontroller zur Buskommunikation angeboten.

5.2.1 Bussystem

In den letzten Jahren setzte sich die Dezentralisierung in der Automatisierungstechnik immer weiter fort, eine Entwicklung, die durch leistungsfähige Kommunikationstechnik ermöglicht wurde. Bussysteme sind für eine dezentrale Anlagensteuerung heutzutage unverzichtbar, sie dienen zur Kommunikation zwischen einzelnen Teilnehmern. Mit Bussystemen können alle Anlagenkomponenten miteinander vernetzt werden.

Wie auch bei der SPS stehen Bustypen mit verschiedenartigem Aufbau zur Verfügung. Welche Buskommunikation geeignet ist, hängt wiederum vom Prozess und dessen Echtzeitanforderungen zusammen sowie von den Eigenschaften der Umgebung (z. B. Ex-Bereich). Ein etablierter Standard, welcher bei vielen Anlagen eingesetzt wird, ist PROFIBUS-DP. Er ermöglicht das Überbrücken von Strecken von mehreren Kilometern. Viele Geräte unterstützen diese Buskommunikation, wobei immer häufiger die Weiterentwicklungen PROFINET und ETHERNET Anwendung finden.

5.2.2 Projektierung

Eine weitere Komponente der SPS ist das Programm, auf welchem die ablaufende Prozesskontrolle beruht. Dieses Programm wird während der sogenannten Projektierung mit einer speziellen Entwicklungsumgebung, der Projektierungssoftware entwickelt und auf der SPS implementiert. Je nach Aufgaben an die SPS beinhaltet dieses Ablaufprogramm einfache Steuerungsaufgaben bis hin zu komplizierten Regelungsmechanismen. Um ein manuelles Eingreifen zu ermöglichen, kann ein Auto- und ein Manuellbetrieb projektiert werden.

Falls Anlagenzustände eintreten, welche vom Programm der Steuerung nicht vorhergesehen sind, muss die Anlage manuell bedienbar sein. Dies können extreme Prozesszustände oder Havarien wie der Ausfall von Pumpen o. ä. sein. Für große Havarien bzw. Unfälle ist eine automatische Abschaltung der Anlage vorzusehen. Dabei fährt die gesamte Anlage, bzw. der betreffende Anlagenteil durch das Auslösen bestimmter Sensoren oder eines Notaus-Tasters in einen sicheren Betriebszustand. Ebenfalls müssen Vorsichtsmassnahmen ergriffen werden, falls die Versorgungsspannung am Steuerungssystem selbst ausfällt. Für diesen Fall bieten die Hersteller der Steuerungen unabhängige Spannungsversorgungen (USV) an, um die Steuerung weiter mit Energie zu versorgen. Somit kann die Steuerung in der verbleibenden Zeit die Anlage kontrolliert abschalten. Damit ist gewährleistet, dass die Anlage nicht in einen undefinierten Zustand fährt.

5.2.3 Anwendungen/Visualisierung

Ein weiterer Bestandteil moderner Automatisierungslösungen sind PCs und Panel-Varianten mit entsprechender Visualisierung. Diese werden über ein Bussystem miteinander verbunden und bilden in Summe die Automatisierungslösung. Visualisierungen werden in nahezu allen Anlagen eingesetzt und sind Stand der Technik. Häufig anzutreffen sind Panels, die in verschiedenen Ausführungen angeboten werden und zur Darstellung eines kleineren Teilbereichs einer Anlage verwendet werden.

Denkbar ist z. B. der Einsatz einer Panellösung bei der dezentralen Visualisierung der Substratförderpumpe. Dabei werden im Autobetrieb vor Ort alle wichtigen Daten (z. B. Motordrehzahl, Motortemperatur, Fördermenge, Störungen, usw.) angezeigt. Nach Umschalten in den manuellen Betrieb kann die Pumpe manuell gesteuert werden. Die Entwicklung der Panel-Technologie geht weiter, so dass mittlerweile komplexe Visualisierungsaufgaben bis hin zu Steuerungsaufgaben mit Panels gelöst werden können.

Die „klassische“ Lösung der Visualisierung ist die PC-basierte Visualisierung. Sie reicht von der Darstellung einzelner Teilprozesse bis hin zu komplexen Leitständen. Als Leitstand werden Einrichtungen bezeichnet, in welchen alle Informationen zusammenlaufen und der Prozess bzw. die Anlage durch menschliche Entscheidungen geleitet wird.

Um mittels der PC-Applikationen auf die Daten der SPS zugreifen zu können, wurde ein Standard eingeführt, welcher die Kommunikation zwischen Windows-Applikation und der SPS regelt. Der OPC-Server ist eine standardisierte Kommunikationsplattform, mit welcher eine herstellerunabhängige Kommunikation aufgebaut werden kann. Dadurch kann ein flexibles Netzwerk zwischen verschiedenen Steuerungs- und Regelungssystemen sowie anderen Applikationen aufgebaut werden, ohne dass die einzelnen Teilnehmer genauere Information der Schnittstellen ihrer Partner benötigen, ebenso braucht die Anwendung keine Information über das Kommunikationsnetz des Steuerungssystems. Dadurch sind herstellerunabhängige Anwendungen wie z. B. Datenerfassungen oder eine speziell angepasste Visualisierung möglich.

5.2.4 Datenerfassung

Zur sicheren Datenerfassung im großtechnischen Bereich werden Datenbanken verwendet. Die SPS-Hersteller bieten eigene Datenerfassungen an, hier sind jedoch herstellerunabhängige Lösungen zu bevorzugen, da diese hinsichtlich der Zugriffsmöglichkeiten flexibler sind.

Aus der Vielzahl der erfassten Daten können die zu speichernden Daten ausgewählt werden. Damit wird eine Auswertung des Anlagenbetriebs über eine längere Zeit möglich. Es können auch Ereignisse wie z. B. Störmeldungen gespeichert werden.

Auf eine detaillierte Beschreibung der Überwachung und Regelung rein technischer Vorgänge wie Füllstände, Pumpenlaufzeiten etc. soll an dieser Stelle verzichtet werden. Die Abstimmung und Kontrolle dieser Prozesse sind Stand der Technik und stellen normalerweise kein Problem dar.

5.2.5 Prozessregelung

Die Prozessregelung dient zur Gewährleistung des Prozesszieles. Der Regler stellt durch Auswertung von Messdaten die Abweichung zum Sollzustand fest und initiiert die notwendigen Maßnahmen zur Rückführung auf den Sollzustand.

Im Gegensatz zum Steuern wird bei einer Regelung die Prozessreaktion in den Kontrollvorgang einbezogen. Reine Steuerungen sind für den anaeroben Abbauprozess nicht geeignet, da bei unvorhergesehenen Störungen der Kontrollmechanismus die Veränderungen im Prozess nicht registriert und so nicht adäquat reagieren kann. Jede Art von Prozesskontrolle – selbst wenn dies durch den Betreiber vorgenommen wird – setzt Messungen voraus, die eine Beschreibung des Prozesszustandes hinreichend genau möglich macht, andernfalls können Prozessstörungen nicht rechtzeitig detektiert werden und bei auftretenden Störungen kann es zu ernsthaften Leistungseinbußen kommen.

In der Praxis von Biogasanlagen wird die Prozessregelung in Bezug auf den biologischen Prozess in den meisten Fällen vom Anlagenbetreiber durchgeführt. Der Betreiber vergleicht die verfügbaren Messwerte mit seinen Erfahrungswerten und Leistungsvorgaben, um zu einer Einschätzung des Prozesszustandes zu kommen. Die Wirksamkeit dieser Methode ist stark von der Verfügbarkeit und dem Wissensstand des Personals abhängig.

Soll eine automatisierte Prozessüberwachung und -regelung aufgebaut werden, sind die Anforderungen an Messwerterfassung und Auswertung größer, da der Anlagenbetreiber als Entscheidungsträger nicht zur Verfügung steht und somit nur die elektronisch verfügbaren Prozessinformationen für die Regelung verwendbar sind.

Automatische Regelungen für die Biologie sind im großtechnischen Anwendungsfall nicht Stand der Technik. Mit einer zu-

TAB. 5.5: METHODEN FÜR DIE REGELUNG

Regelmethoden	Anwendung	Bemerkungen
PID (Proportional Integral Differential) Regler	Wenn wenige Daten verfügbar sind, kein Modell verfügbar und wenig über das Regelstreckenverhalten bekannt ist	Gute Ergebnisse, auf einfache Input-Output Strategien und lineares Verhalten beschränkt
Physikalische, prozessorientierte Modelle	Kenntnis der internen Prozessabläufe notwendig	Exakte Parameterbestimmung notwendig, dazu sind Messdaten erforderlich, für nichtlineares Verhalten geeignet
Neuronale Netze	Wenn kein Simulationsmodell verfügbar ist, kein Prozessverständnis erforderlich, große Datenmengen notwendig	Sehr gute Ergebnisse, aber Vorsicht bei der Art des Lernens, der Controller bleibt eine black box
Fuzzy logic	Geringe Datenmengen erforderlich, Expertenwissen notwendig, wenn kein Simulationsmodel verfügbar ist	Einsetzbar bei Nichtlinearitäten im Prozess und multiplen In- und Output-Szenarien, Expertenwissen integrierbar, einfache Handhabung

nehmenden Industrialisierung des Anlagenbetriebes und einer anzustrebenden Erhöhung der Effizienz werden diese jedoch in Zukunft vermehrt Einsatz finden. Im Folgenden werden einige Möglichkeiten vorgestellt, ohne dabei zu sehr ins Detail zu gehen. Dafür sei auf die entsprechende Fachliteratur verwiesen.

5.2.5.1 Standardverfahren für die Regelung

Für die Regelung des anaeroben Abbauprozesses haben sich bereits verschiedene Verfahren als geeignet erwiesen. Problematisch bei der Prozessregelung sind der nichtlineare Charakter des Prozesses und die Komplexität der ablaufenden Prozesse.

PID Regler

Der Proportional-Integral-Differential Regler (PID) ist der meistverbreitete Algorithmus bei industriellen Anwendungen von feedback control. Dabei werden drei Regelmechanismen kombiniert. Das Proportional Glied repräsentiert den Faktor, der die Amplitude der Stellgrößenänderung bestimmt. Die Stellgröße wird proportional zur Abweichung des Prozesses vom gewünschten Zustand verändert. Der dabei verwendete Faktor ist der Proportionalitätsfaktor. Dieser Regler kann um einen Integral-Bestandteil erweitert werden. Dieser Bestandteil wird notwendig, wenn es bei einer bleibenden Veränderung im System zu einer Abweichung kommt und diese durch den Proportionalitätsfaktor nicht ausgeglichen werden kann. Dieses Problem wurde mittels eines zum Integral der Abweichung proportionalen Gliedes gelöst. Das differentielle Glied ist proportional zur Steigung der Abweichung und ermöglicht eine schnelle Reaktion auf starke Abweichungen.

$$u = u_0 + k_p e + k_i \int e dt + k_d \frac{de}{dt}$$

Gleichung 5.4: PID Regler (u Reglerausgang, u_0 Basisausgang Regler, e Prozessabweichung, k_p Proportionalitätsfaktor, k_i Faktor des Integral-Gliedes, k_d Faktor des Differentiellen Gliedes)

Der PID Regler weist ein lineares, nichtdynamisches Verhalten auf. Es können keine Zusammenhänge zwischen verschiedenen Messgrößen abgebildet werden.

Der PID Regler ist ein weit verbreiteter Regeltyp, der auch auf Biogasanlagen für viele Anwendungen einsetzbar ist. So kann er zur Einstellung des notwendigen Sauerstoffgehaltes im Biogas zur Entschwefelung oder zur Temperaturregelung im Fermenter verwendet werden. Unter bestimmten Voraussetzungen kann dieser einfache Algorithmus auch zur Regelung des Biogasprozesses verwendet werden [5-35], [5-37].

Grundsätzlich sind Regelungen mit allen genannten Verfahren realisierbar, das ist im Labormaßstab nachgewiesen worden. Regelungen, die auf Basis von physikalischen, prozessorientierten Modellen, wissensbasierten Systemen oder neuronalen Netzen entwickelt wurden, wurden jedoch bisher wenig im praktischen Betrieb eingesetzt.

5.2.5.2 Weitergehende Ansätze

Viele Anlagenbauer bieten auch betriebsbegleitende Beratung und Analysepakete an, die eine Optimierung des biologischen Prozesses zum Ziel haben. Diese Leistungen werden auch von unabhängigen Firmen als Beratungsangebot und Soforthilfe angeboten. Als eine weitere Möglichkeit wird eine direkte Prozessanalyse auf Basis der Prozessdynamik angeboten („Kommunikation mit dem Prozess“). Hier wird aufgrund der dynamischen Antwort des Prozesses auf eine eingebrachte „Störung“ die Leistungsfähigkeit des Prozesses bewertet.

Im Internet sind auch verschiedene Foren verfügbar, in denen Betreiber sich über Probleme austauschen. Zusätzlich werden von einigen Organisationen Schulungen für Anlagenbetreiber und Personal angeboten.

5.3 Prozesskontrolle im Anfahr- und Regelbetrieb

5.3.1 Regelbetrieb

Im Folgenden wird kurz dargelegt, welche Prozessparameter zur Beurteilung der Prozessbiologie erhoben werden sollten, dabei wird zwischen zwei verschiedenen Anlagenszenarien unterschieden, da der notwendige Aufwand vom Anlagentyp und der Betriebsweise abhängig ist. Bei der Erfassung der Daten spielt es erst mal keine Rolle, ob dies online oder manuell geschieht. Wichtig ist, dass die Daten für eine geeignete Auswertung aufbereitet werden.

Szenario 1: normale Anlage, güllebasiert, niedrige Raumbelastung (kleiner 2 kg oTS/m³ · d), keine hemmenden Substanzen, Konzentrationen an Säuren im Normalbetrieb kleiner 2 g/l.

Szenario 2: Anlagen mit hoher Raumbelastung, wechselnde Substratzusammensetzung und -qualität, evtl. hemmende Substanzen (z. B. Ammonium größer 3 g/l), Konzentrationen an

Säuren im Normalbetrieb größer 2 g/l sowie bei Umstellungen des Beschickungsregimes.

Anlagen mit Störungen, d. h. mit sich ändernden Prozessparametern, sollten mindestens mit einer Messdichte, wie in Szenario 2 angegeben, beprobt werden. Dynamische Prozesszustände bergen immer das Risiko, dass der Prozess den Bereich verlässt, in dem eine Selbst-Stabilisierung möglich ist. Daher sollten auch Umstellungen des Betriebsregimes, Substratwechsel, Erhöhung der Inputmenge u. ä. immer von einer wesentlich größeren Messdichte begleitet werden.

Wenn bekannt ist, dass der Prozess betriebsbedingt potenziell hemmend wirkenden Substanzen (z. B. Ammoniak) ausgesetzt ist, bietet sich eine ergänzende Beobachtung dieser Substanzen an. Damit kann die Ursache einer Störung schneller identifiziert werden.

Wenn die Bilanzierung des Prozesses eine Reduktion der Abbauleistung ergibt, ist der nächste Schritt die Ursachenanalyse. Die Ursachen von Störungen und deren Behebung werden in Kap. 5.4.1 behandelt. Die Daten sollten elektronisch erfasst oder aufbereitet werden, da auf diese Weise langfristige Trends und Zusammenhänge besser sichtbar gemacht werden können. Die Prozessbewertung basiert bei den meisten Anlagen auf der Erfahrung des Anlagenbetreibers. Genauer und objektiver kann diese Auswertung durch einen Prozessbeobachter realisiert werden. Prozessbeobachter werten die Daten auf Basis von mathematischen Modellen des Prozesses aus. Vor allem bei dynamischen Prozessveränderungen wie Substratumstellungen oder Änderungen der Beschickungsmenge ist eine Bewertung des Prozessverlaufes ohne Modell nicht möglich. Gleiches gilt für Prognosen des Prozessverhaltens zur Erstellung von zukünftigen Beschickungsmengen.

Aufbauend auf die Prozessbewertung sind nur modellbasierte Regelungen in der Lage, Prognosen zur Prozessentwicklung zu erstellen. Werden die Messwerte nicht in ein Modell integriert, sind sie allenfalls für eine statische Momentaufnahme geeignet und damit nicht für eine dynamische Regelung nutzbar.

Für den Anlagenbetrieb gilt generell, dass das Beschickungsregime, wenn überhaupt, nur so zu ändern ist, dass die Wirkungen nachvollzogen werden können. Das heißt, es sollte ausschließlich ein Parameter verändert werden und alle anderen konstant gehalten werden. Andernfalls können die Wirkungen nicht mehr den Ursachen zugeordnet werden und eine Prozessoptimierung wird unmöglich.

Für den Normalbetrieb sollten Monovergärungen vermieden werden und vielfältige, aber über die Zeit möglichst gleichbleibende Substratzusammensetzung bevorzugt werden. Für eine Optimierung bietet es sich an die Mischungsanteile so zu verändern, dass ein optimales Verhältnis zwischen Raumbelastung und Verweilzeit eingestellt werden kann.

Der biologische Prozess ist am effektivsten unter konstanten Bedingungen. Die Einstellung von konstanten Beschickungsmengen und Substratzusammensetzung mit einer hohen Genauigkeit ist daher ein wichtiger Schritt zur Prozessoptimierung.

5.3.2 Anfahrprozess

Anfahrprozesse unterscheiden sich vom Normalbetrieb dahingehend, dass der stationäre Zustand nicht erreicht ist. Die ablaufenden Vorgänge beinhalten eine ständige Änderung der Prozessparameter. Um in diesem Zustand den Prozess sicher auf Volllast fahren zu können, ist eine größere Messdichte notwendig als im Normalbetrieb, da der Prozess instabil ist und sehr viel schneller zum Umkippen neigt.

Beim Anfahren müssen die Fermenter möglichst innerhalb kurzer Zeit befüllt werden, bis alle Zu- und Abläufe (Flüssigkeitsverschlüsse) mit Flüssigkeit abgedichtet sind. Während des Anfahrbetriebs ist besonders zu beachten, dass sich im Gasraum des Fermenters explosionsfähige Gasgemische bilden können. Daher muss die Befüllung zügig erfolgen. Sofern für den Anfahrbetrieb nicht genügend Animpfmaterial zur Verfügung steht, sollte das Animpfmaterial mit Wasser verdünnt werden, um den Gasraum klein zu halten. Die Rührwerke müssen während der Anfahrphase abgetaucht betrieben werden, um Funkenbildung zu vermeiden.

Nach der Befüllung wird der Behälterinhalt gleichmäßig temperiert, danach kann mit der Substratbeschickung begonnen werden.

Beim erstmaligen Anfahren kann die Anfahrphase durch die Zugabe einer ausreichenden Menge am Abbauprozess beteiligter Bakterien als Impfmaterial verkürzt werden. Je größer die zugegebene Impfmenge, je kürzer die Einfahrphase. Der Idealfall ist daher, den anzufahrenden Fermenter komplett mit Gärrückstand aus einer anderen Anlage zu befüllen. Je nach Verfügbarkeit kann auch eine Mischung aus Gärrückständen verschiedener Anlagen, Gülle und Wasser zum Einsatz kommen. Bei der Zugabe von Wassers ist zu beachten, dass die ursprüngliche Pufferkapazität des Systems mit einer zunehmenden Verdünnung herabgesetzt wird. Als Folge kann es bei einer zu schnell durchgeführten Belastungssteigerung leicht zu Prozessinstabilitäten kommen, wodurch die Gefahr eines „Umkippens“ des Fermenters deutlich erhöht wird.

Der Einsatz von Gülle wirkt sich grundsätzlich positiv auf den Anfahrprozess aus. Der Grund hierfür liegt in einer in der Regel hohen Versorgung mit Spurenelementen sowie in einer Vielzahl verschiedener Bakterienpopulationen. Vor allem Rindergülle enthält genügend methanogene Archaeen, so dass sich der Prozess schnell von selbst stabilisiert. Schweinegülle ist dagegen nicht so reich an methanogenen Mikroorganismen, ist aber prinzipiell einsetzbar.

Nach dem Temperieren sollte gewartet werden, bis sich ein stabiler pH-Wert im neutralen Bereich, ein Methangehalt im gebildeten Biogas größer 50 % und eine Konzentration kurzkettiger Fettsäuren kleiner 2.000 mg/l einstellt. Dann kann mit der Beschickung begonnen werden. Die Beschickung sollte sukzessive, stufenweise nach oben gefahren werden, bis Volllast erreicht ist. Nach jeder Erhöhung sollte gewartet werden, bis sich die Prozessparameter Gasproduktionsrate, Methangehalt, FOS/TAC-Wert oder Säurekonzentration und pH-Wert stabilisiert haben, dann kann eine weitere Erhöhung der Raumbelastung vorgenommen werden. Der FOS/TAC-Wert weist eine begrenzte Aussagekraft auf, eignet sich aber für den Einfahrbetrieb als Kontrollparameter zur Beurteilung der Prozessstabilität, da er recht einfach, kostengünstig mit hoher Dichte aufgenommen werden kann. Um zuverlässige Aussagen zur Prozessstabilität zu erhalten, sollte ergänzend gelegentlich das Säurespektrum untersucht werden, um die Art der vorhandenen Säuren zu identifizieren.

TAB. 5.6: MESSPROGRAMM FÜR BIOGASANLAGEN ZUR ÜBERWACHUNG DES BIOLOGISCHEN PROZESSES (NORMALBETRIEB)

Größen zur Prozessbewertung	Einheit	Anlagenszenario 1	Anlagenszenario 2
Inputmenge	m^3	täglich	täglich
Inputzusammensetzung	kg TS/m^3 ; kg oTS/m^3	monatlich	wöchentlich
Temperatur	°C	täglich	täglich
Zwischenprodukte (organische Säuren)	g/l	monatlich	wöchentlich
Menge Output	m^3	täglich	täglich
Zusammensetzung Gärrückstand	kg TS/m^3 ; kg oTS/m^3	monatlich	wöchentlich
Gebildete Gasmenge	m^3	täglich	täglich
Zusammensetzung Biogas	Vol % Methan, Kohlendioxid, Schwefelwasserstoff, optional Sauerstoff	täglich	täglich
pH-Wert	-lg H_3O^+	monatlich	wöchentlich
Zusätzliche Messungen			
Ammoniumkonzentration, Gesamtstickstoff	g/l g/kg	monatlich	wöchentlich
Spurenelemente	g/l	nach Bedarf	nach Bedarf
Spezifische Gasproduktion	l/kg oTS	monatlich	wöchentlich
Raumbelastung	kg oTS/m^3 · d	monatlich	wöchentlich
Verweildauer	d	monatlich	wöchentlich
Spezifische Gasproduktionsrate	m^3/m^3 · d	monatlich	wöchentlich

Normalerweise folgt einer Belastungssteigerung ein kurzfristig ansteigender FOS/TAC-Wert. Unter Umständen geht die Gasproduktion sogar leicht zurück. Je nach Höhe der Steigerung kann dieser Effekt mehr oder weniger deutlich in Erscheinung treten. Bei dann gleichbleibender Beschickung sollte sich der FOS/TAC-Wert wieder stabilisieren und die Gasproduktion auf einem zum Input passendem Niveau einpendeln. Erst dann sollte mit einer weiteren Belastungssteigerung fortgefahren werden. Fällt bei konstanter Beschickung die Gasproduktion über einen gewissen Zeitraum ab, bei zusätzlich gestiegenem FOS/TAC-Wert, so liegt bereits eine Prozessstörung vor. In diesem Fall sollte keine weitere Belastungssteigerung durchgeführt werden und unter Umständen, je nach Entwicklung des FOS/TAC-Werts, sogar die Inputmenge reduziert werden.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass folgende Aspekte sich deutlich positiv auf den Anfahrbetrieb auswirken:

- Verwendung von frischer Rindergülle bzw. aktivem Impfschlamm von gut funktionierenden Biogasanlagen,
- Abgestimmtes, dichtes Messprogramm der biologischen Parameter (siehe Tab. 5.6),
- Kontinuität in Substratzufuhr und -qualität,
- Störungsfreier Anlagenbetrieb.

Wenn die Volllastbeschickung erreicht ist, liegt noch kein stationärer Zustand vor. Dieser Zustand wird erst nach einem Zeitraum erreicht, der ca. der dreifachen Aufenthaltszeit entspricht. Besondere Maßnahmen sind bei zu erwartenden hohen Konzentrationen an Ammoniak erforderlich. Der Prozess braucht dann gegebenenfalls lange Adaptionsphasen, die mehrere Monate bis zu einem Jahr dauern können. Dies spielt bis hin zur Planung der Finanzierung eine große Rolle. Hier ist es in jedem Falle anzuraten, Gärrückstand aus einer Anlage zu verwenden, die bereits ähnliche Substrate benutzt. Es ist zu überlegen, die angestrebte Endkonzentration an Ammonium so schnell wie möglich einzustellen, damit die Bakterien sich sofort an den Endzustand adaptieren können, da sonst für jede Erhöhung eine neue Adaption erforderlich ist. Die Endkonzentration kann schnell erreicht werden, indem von Anfang an die Substratmischung beschickt wird, die auch im Endzustand eingesetzt werden soll.

Bei Anlagen, die ausschließlich mit NawaRo's betrieben und mit Gülle angefahren werden, treten Mangelerscheinungen bezüglich der Spurenelemente erst nach ca. 6–12 Monaten auf. Daher muss besonders bei diesen Anlagen auch nach erfolgreichem Anfahren der Prozess aufmerksam beobachtet werden. In jedem Fall ist daher während des ersten Betriebsjahres ein höherer Aufwand an Prozessbeobachtung zu realisieren.

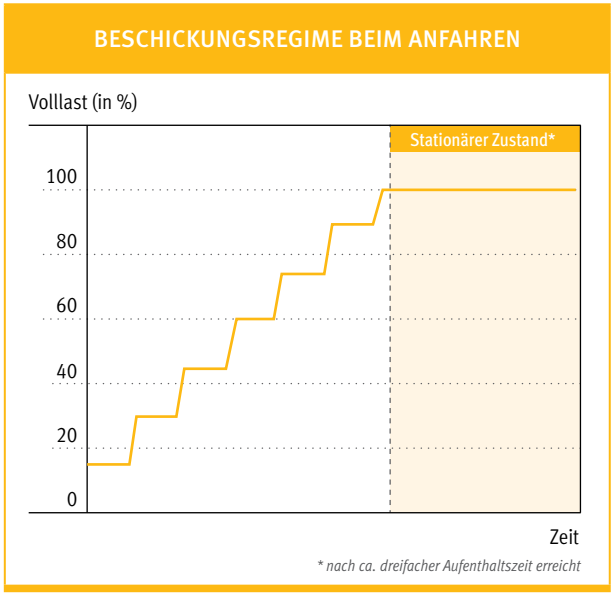


Abb. 5.3: Beschickungsregime beim Anfahren

Bei Festoffvergärungsanlagen nach dem Garagenverfahren, die mit Energiepflanzen oder Landschaftspflegematerial betrieben werden, ist zu empfehlen, ausgegorenes Material aus bestehenden Anlagen für das Anfahren zu verwenden. Gülle ist für das Anfahren einer Feststoffvergärung nicht geeignet, da diese aufgrund der Schwebstoffe in den Perkolatdüsen der Boxenfermenter zu Verstopfungen führen können. Stattdessen sollte mit klarem Wasser als Perkolationsflüssigkeit und mit befüllten Boxenfermentern angefangen werden, vorzugsweise sind diese mit ausgegorenem Material befüllt.

Im Folgenden wird beispielhaft der Anfahrbetrieb einer Biogasanlage mit drei Fermentern von je 4.000 m³ Arbeitsvolumen beschrieben. Es werden unterschiedliche Anfahrstrategien bis zum Erreichen des regulären Anlagenbetriebs erläutert.

Fermenter 1	Mischung Gärrückstand aus zwei Anlagen (je 20 %), Rindergülle (10 %), Wasser (50 %), Trockensubstanzgehalt von ca. 1,5 % FM, Befüllung und Temperierung nahm eine Zeit von etwa 25 Tagen in Anspruch
Fermenter 2	Mischung von Gärrückständen von 3 verschiedenen Anlagen (ca. 44 %), Rindergülle (6 %), Gärrückstand aus Fermenter 1 (50 %)
Fermenter 3	Komplettbefüllung mit Gärrückständen aus Fermenter 1 und 2

Fermenter 1: Nach dem Erreichen der Betriebstemperatur von 37 °C wurde mit der ersten Feststoffdosierung begonnen. Als Substrat kam ausschließlich Maissilage zum Einsatz.

Bei der in diesem Beispiel gewählten Anfahrstrategie erfolgte zunächst eine schubweise Zugabe relativ großer Substratmengen, mit Wartezeiten zwischen den Dosierungen, die von der Höhe der Gasproduktion abhingen. Von Beginn an wurden vergleichsweise hohe Raumbelastungen gewählt und die Zeit zwischen den Substratstößen wurde zunehmend verringert. Der Vorteil dieser Anfahrstrategie liegt darin, dass der Volllastbetrieb in der Regel schneller erreicht werden kann, als bei einer kontinuierlichen Steigerung in kleinen Schritten. Als Entscheidungsparameter für eine weitere Belastungssteigerung diente hierbei zum einen die Entwicklung des FOS/TAC-Quotienten bei gleichzeitiger Beobachtung der Entwicklung der Fettsäurekonzentrationen sowie der Gasproduktion des Fermenters.

Die Raumbelastung und der FOS/TAC-Wert während des Anfahrbetriebes von Fermenter 1 wird in Abbildung 5.4 grafisch veranschaulicht. Es wird deutlich, dass die stoßweise durchgeführten Belastungsschübe zu erheblichen Prozessstörungen führten. Bereits nach den ersten vergleichsweise niedrigen Belastungsstößen ist eine Verdopplung der FOS/TAC-Werte zu erkennen. Der Grund für die starken Schwankungen liegt in dem sehr hohen Wasseranteil des Systems und der damit verbundenen niedrigen Pufferkapazität. Letzteres führt zu der Beobachtung, dass der pH-Wert sehr schnell auf jede Substratzufuhr reagiert. Normalerweise ist der pH-Wert ein extrem träger Parameter, an dem im Praxisbetrieb nahezu keine Änderungen feststellbar sind. Aufgrund der aufgetretenen Instabilitäten wurde die Anfahrstrategie ab dem 32. Betriebstag auf eine kontinuierliche Substratzufuhr umgestellt. Durch eine langsame aber stetige Steigerung der Inputmengen gelang es, die Raumbelastung bis zum 110. Betriebstag auf durchschnittlich 2,6 kg oTS/(m³ · d) zu erhöhen. Die Anfahrstrategie der Stoßbelastung kann unter den richtigen Voraussetzungen, wie hohe Impfschlammaktivität und intensive Prozesskontrolle, zu einer schnelleren Erreichung des Volllastbetriebes führen. In dem gezeigten Beispiel hat sich die-

RAUMBELASTUNG UND FOS/TAC-WERT VON FERMENTER 1 IM ANFAHRBETRIEB

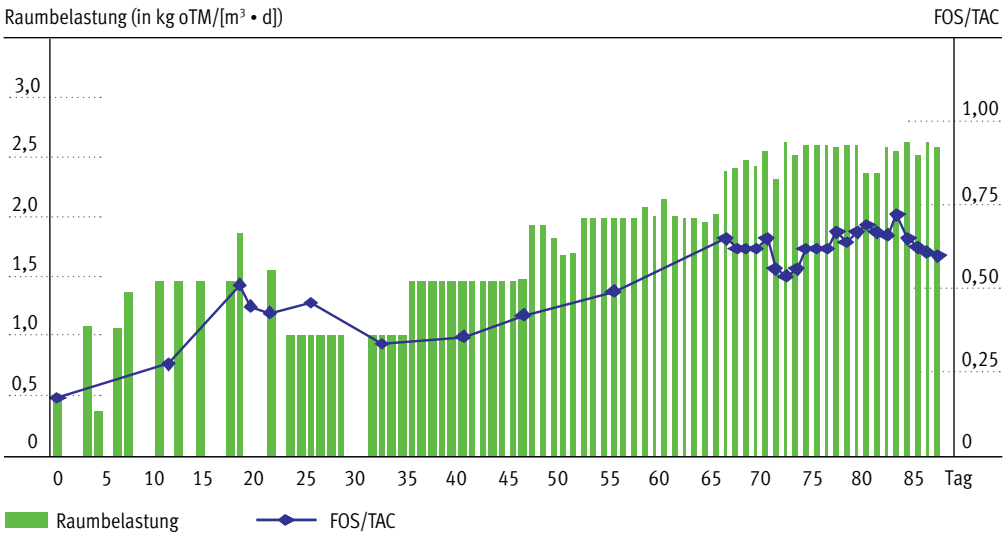


Abb. 5.4: Verlauf Anfahrphase Fermenter 1

se Strategie, bedingt durch niedrige Pufferkapazität infolge des hohen Wassergehalts als nicht geeignet herausgestellt.

Die Befüllung von Fermenter 2 erfolgte parallel zum Anfahrbetrieb des ersten Fermenters.

Den Anfahrbetrieb von Fermenter 2 veranschaulicht Abbildung 5.5. Bis zum 50. Betriebstag wurde die Raumbelastung auf ca. 2,1 kg oTS/(m³ · d) gesteigert, bei tendenziell steigenden FOS/TAC-Werten. Trotz des steigenden FOS/TAC-Wertes konnte der Fermenter schnell und kontrolliert auf Volllast gefahren werden.

Der Anfahrbetrieb von Fermenter 3 wird in Abbildung 5.6 grafisch veranschaulicht. Hier gelang es innerhalb von 30 Tagen die Raumbelastung auf 2,1 kg oTS/(m³ · d) zu steigern, bei konstanten FOS/TAC-Werten. Die Erstbefüllung mit Gärrückstand erlaubt eine schnelle Steigerung auf Volllast. Die erhöhten FOS/TAC-Werte waren bereits im Gärrückstand vorhanden.

RAUMBELASTUNG UND FOS/TAC-WERT VON FERMENTER 2 IM ANFAHRBETRIEB

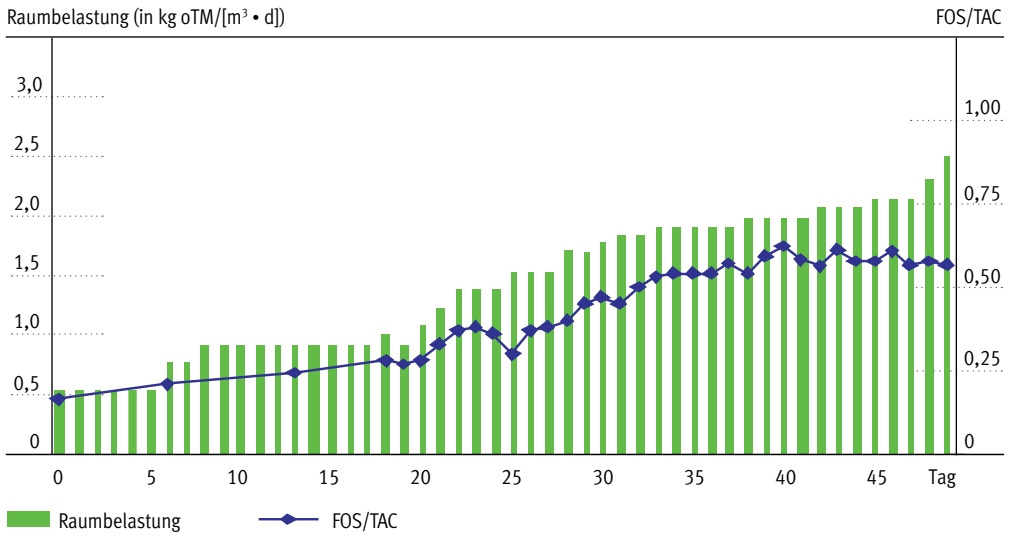


Abb. 5.5: Verlauf Anfahrphase Fermenter 2

RAUMBELASTUNG UND FOS/TAC-WERT VON FERMENTER 3 IM ANFAHRBETRIEB

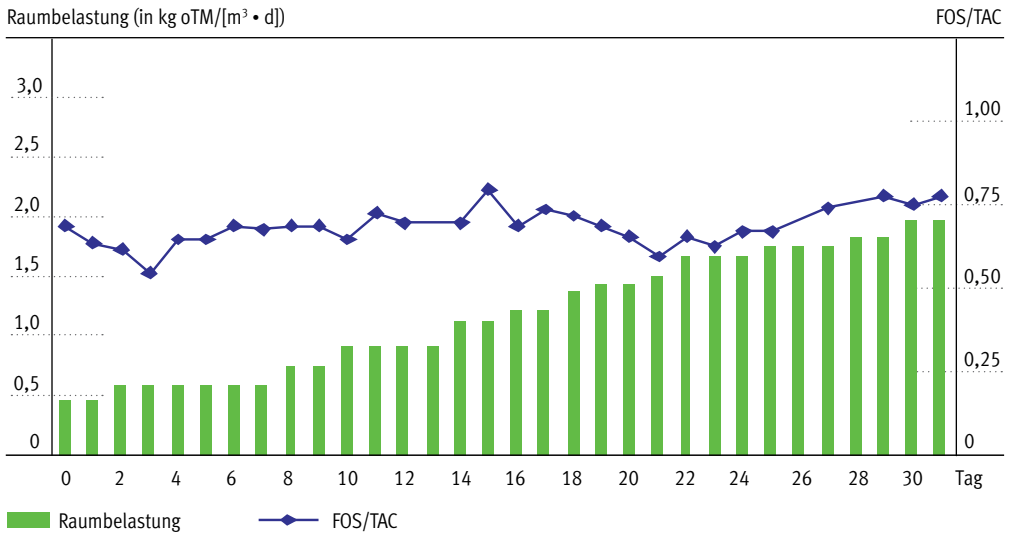


Abb. 5.6: Verlauf Anfahrphase Fermenter 3

Die unterschiedlichen Erstbefüllungen zeigen deutliche Auswirkungen auf die Prozessstabilität und Geschwindigkeit bei der Steigerung auf Volllast. Es ist ersichtlich, dass je höher der Anteil an Gärrückstand ist und je besser die Mikroorganismen an die Substrateigenschaften adaptiert sind, desto schneller und stabiler lässt sich der Fermenter anfahren.

Im Folgenden sei noch ein typischer Verlauf zu einer Hemmung aufgrund Spurenelementemangel dargestellt. Nach erfolgreichem Anfahren konnte die Anlage zwischen Tag 60 und Tag 120 stabil betrieben werden. Mit andauerndem Betrieb wird jedoch das Animpfmaterial (Gärrückstände und Gülle) ausgewaschen und die dem Substrat (Maissilage) entsprechenden Konzentrationen stellen sich ein. In diesem Falle enthält das Substrat nicht genügend Spurenelemente, dass führt zu einem Mangel, der sich in gehemmter Methanbildung äußert. Als Folge dieser Hemmung können die gebildeten Säuren nicht mehr abgebaut werden und nach ca. 120 Tagen Betrieb steigen die FOS/TAC-Werte bei stabilem Betrieb und später trotz reduzierter Raumbelastung an (siehe Abbildung 5.7). Die Ursachen und mögliche Gegenmaßnahmen sind ausführlicher in Kapitel 5.4.2 dargestellt. Wenn in dieser Phase nicht eingegriffen wird, kommt es unweigerlich zum „Umkippen“ des Fermenters. Es sei nochmals darauf hingewiesen, dass das Besondere an dieser Prozessstörung ist, dass sie in Abhängigkeit vom Animpfmaterial und der Betriebsführung erst nach einigen Monaten Betrieb auftritt.

5.4 Störungsmanagement

5.4.1 Ursachen von Prozessstörungen

Man spricht von Prozessstörungen, wenn der anaerobe Abbau in der Biogasanlage negativ beeinflusst ist und somit suboptimal abläuft. Dadurch werden die eingesetzten Substrate nur unzureichend abgebaut. Prozessstörungen, unabhängig von deren Ausmaß, wirken sich folglich immer negativ auf die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage aus. Aus diesem Grund müssen Prozessstörungen möglichst schnell erkannt und behoben werden.

Prozessstörungen treten auf, wenn die Milieubedingungen der Bakterien bzw. einzelner Bakteriengruppen nicht optimal sind. Je nachdem wie ausgeprägt die Beeinflussung ist bzw. in welchem Zeitraum sich die Milieubedingungen zum Negativen verändert haben, zeigt sich die Prozessstörung mehr oder weniger schnell. In den meisten Fällen deuten sich Prozessstörungen durch einen kontinuierlichen Anstieg der Fettsäurekonzentrationen an. Dieses Verhalten tritt unabhängig von der Ursache auf, was darin begründet ist, dass die essigsäurebildenden und methanbildenden Bakterien empfindlicher auf Milieuschwankungen reagieren als die anderen Bakteriengruppen. Ohne Eingriffe stellt sich der typische Verlauf einer Prozessstörung wie folgt dar:

- Anstieg der Fettsäurekonzentrationen:
  zunächst Essig- und Propionsäure, bei anhaltender Prozessbelastung auch i-Buttersäure und i-Valeriansäure,
- kontinuierlicher Anstieg des FOS/TAC-Verhältnisses (parallel Fettsäureanstieg),
- Verminderung des Methangehaltes,
- Verminderung des Gasertrages bei konstanter Fütterung,
- Absinken des pH-Wertes, Versäuerung des Prozesses und
- völliger Zusammenbruch der Gasproduktion.

Mögliche Ursachen für Prozessstörungen wie Mangelerscheinungen (Spurenelemente), Temperaturschwankungen, hem-

RAUMBELASTUNG UND FOS/TAC-WERT VON FERMENTER 1 UNTER SPURENELEMENTEMANGEL

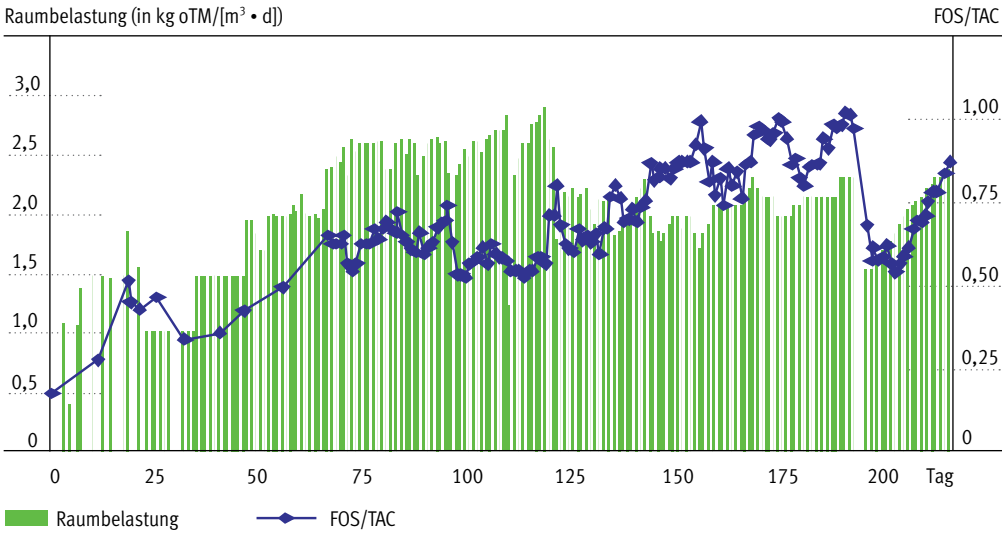


Abb. 5.7: Verlauf Anfahrphase Fermenter 1 unter Spurenelementemangel

mende Substanzen (Ammoniak, Desinfektionsmittel, Schwefelwasserstoff), Fehler bei der Beschickung und Überlastung des Prozesses werden im Folgenden beschrieben. Für den erfolgreichen Anlagenbetrieb ist es sehr wichtig, Prozessstörungen in einem möglichst frühen Stadium zu erkennen (vgl. Kapitel 5.1). Nur so können die Ursachen rechtzeitig identifiziert und beseitigt werden und der wirtschaftliche Schaden wird minimiert.

Die Problematik des Spurenelementmangels und der Ammoniakhemmung wurden in den Kapiteln 5.1.8 und 5.1.9 behandelt.

Im praktischen Betrieb von Biogasanlagen kann es viele Ursachen für den Abfall der Prozesstemperatur geben. Der Heizung des Fermenters kommt gerade bei den gemäßigten Temperaturen in Deutschland eine zentrale Bedeutung zu und bei einem Ausfall kann die Gärtemperatur relativ schnell um mehrere Grad abfallen. Dabei muss nicht unbedingt die Heizung an sich defekt sein, was das folgende Szenario zeigt.

Durch Ausfall des BHKW fehlt nach einiger Zeit die nötige Abwärme für die Fermenterheizung. Der Temperaturabfall hemmt die Aktivität der Methanbakterien, da sie nur in einem engen Temperaturfenster überleben [5-1]. Die Bakterien der Hydrolyse und Acidogenese sind in dieser Hinsicht weniger spezialisiert und können auch bei einem Temperaturabfall zunächst überleben. Dadurch kommt es aber zu einer Anreicherung der Säuren im Fermenter, vor allem wenn die Substratzufuhr nicht rechtzeitig gedrosselt oder ausgesetzt wird.

In einem solchen Fall kommt zu der schon vorhandenen Temperaturhemmung auch noch ein Abfall des pH-Wertes mit einer Versäuerung des gesamten Fermenterinhalts.

Aber auch die Zugabe großer Mengen nicht vorgewärmten Substrates oder eine ungenügende Beheizung des Fermenters, z. B. durch Ausfall der Temperatursensoren, können einen Abfall der Fermentertemperatur zur Folge haben. Entscheidend für einen stabilen Prozess ist nicht die absolute Temperatur, sondern ein konstantes Temperaturniveau. Vollzieht sich ein Temperaturwechsel innerhalb kurzer Zeit (nach oben oder unten), so ist meist mit einer Beeinträchtigung des Abbaus zu rechnen. Deswegen ist eine regelmäßige Kontrolle der Gärtemperatur von großer Wichtigkeit für einen erfolgreichen Anlagenbetrieb.

Wie bereits in Kapitel 5.1.3 erläutert, kann es beim Einsatz bestimmter Substrate zu einer Erhöhung der Prozesstemperatur kommen. Dabei „läuft“ die Temperatur vom mesophilen in den thermophilen Temperaturbereich, ohne dass zusätzliche Heizenergie aufgewendet werden muss. Bei unsachgemäßer Betriebsführung kann es beim Übergang vom meso- zum thermophilen Temperaturbereich im schlimmsten Fall zum vollständigen Erliegen des Prozesses kommen.

Die Betriebsbedingungen einer Biogasanlage sind so konstant wie möglich zu halten. Dies gilt für die Milieubedingungen im Reaktor gleichermaßen wie für Beschaffenheit und Dosierung der Substrate. Fehler bei der Substratzugabe liegen vor, wenn:

- über einen langen Zeitraum zu viel Substrat dosiert wird,
- Substrat zu unregelmäßig zugeführt wird,
- ein schneller Wechsel von Substraten unterschiedlicher Zusammensetzung erfolgt oder
- nach einer „Fütterungspause“ (z. B. aufgrund technischer Störungen) zu viel Substrat zugeführt wird.

Vor allem beim Anfahrbetrieb und beim Wechsel von Substrat während des Regelbetriebes werden die meisten Fehler bei der Substratzugabe gemacht. Aus diesem Grund muss der Prozess in diesen Phasen besonders intensiv beobachtet werden. Darüber hinaus ist eine Intensivierung der begleitenden Prozessanalytik empfehlenswert. Bei einigen Substraten treten auch chargenweise erhebliche Schwankungen bei der Zusammensetzung auf, die dann zu ungewollten Schwankungen in der Raumbelastung führen.

5.4.2 Handhabung von Prozessstörungen

Wie bereits erwähnt, kann eine Prozessstörung nur nachhaltig beseitigt werden, sofern die Ursache erkannt und eliminiert ist. Allerdings gibt es einige steuerungstechnische Maßnahmen, mit denen eine (kurzfristige) Entspannung der Situation erreicht werden kann. Im Folgenden werden zum einen grundsätzliche Maßnahmen der Prozessstabilisierung genannt und deren Effekte beschrieben. Der Erfolg dieser Maßnahmen hängt grundsätzlich von dem Grad der Prozessstörung ab, d. h. in welchem Ausmaß die Mikroorganismen bereits negativ beeinträchtigt sind. Darüber hinaus muss der Prozess während der Durchführung der Maßnahmen sowie während der anschließenden Erholungsphase genauestens beobachtet werden. Dadurch können Erfolg/Misserfolg erkannt und ggf. weitere Maßnahmen eingeleitet werden. Anschließend werden Möglichkeiten zur Beseitigung der Prozessstörungen analog der im vorangegangen Kapitel beschriebenen Ursachen aufgezeigt.

5.4.2.1 Maßnahmen zur Prozessstabilisierung

Reduktion der Inputmenge

Durch die Reduktion der Inputmenge (bei sonst gleicher Substratzusammensetzung) wird die Raumbelastung herabgesetzt. Dieses schafft eine effektive Entspannung des Prozesses. Abhängig vom Grad der Verminderung der Substratzugabe steigt im Folgenden spürbar der Methangehalt des Biogases. Das ist ein Hinweis auf den Abbau der sich bis dahin angereicherten Fettsäuren, wobei Essigsäure sehr schnell und Propionsäure sehr langsam abgebaut wird. Bei zu hohen Konzentrationen der Propionsäure ist es möglich, dass diese nicht mehr abgebaut wird. Dann müssen andere Maßnahmen zur Prozessentlastung durchgeführt werden.

Bleibt die Gasproduktion nach Reduktion der Inputmenge konstant, so ist dieses ein Hinweis auf einen deutlich überfütterten Fermenter. Die Inputmengen sollten erst nach Kontrolle der Fettsäurekonzentrationen und spürbarer Reduktion der Gasproduktion wieder leicht erhöht werden.

Materialrückführung/Rezirkulation

Die Rezirkulation bedeutet die Rückführung von Material aus einem nachgelagerten Behälter (Nachgärer, Gärrückstandslager) in den Fermenter. Durch das Umpumpen, soweit verfahrenstechnisch machbar, werden im Wesentlichen zwei positive Effekte erreicht. Zum einen findet eine Verdünnung statt, d. h. abhängig von der Dauer des Rezirkulierens wird die „Schadstoffkonzentration“ im Fermenter reduziert. Darüber hinaus werden dem Fermenter „ausgehungerte“ Bakterien zugeführt, die sich wiederum effektiv am Abbau beteiligen können.

Dieses Verfahren empfiehlt sich vor allem für mehrstufige Anlagen. Bei einstufigen Anlagen sollte diese Vorgehensweise nur bei gasdichten Gärrückstandbehältern und auch da nur in Notfällen angewendet werden. Bei der Materialrückführung muss die Temperatur des Rezirkulats beachtet und ggf. durch zusätzliches Heizen ein konstantes Temperaturniveau im Fermenter sichergestellt werden.

Veränderung der Inputzusammensetzung

Die Veränderung der Inputzusammensetzung kann in mehrfacher Hinsicht den Prozess stabilisieren. Zum einen kann die Veränderung der Mischung durch das Ersetzen/Weglassen von energiereichen Bestandteilen (z. B. Körnergetreide) die Raumbelastung verringern und somit zu einer Entlastung führen. Zum anderen kann durch die Ergänzung der Inputzusammensetzung mit flüssigen oder festen Wirtschaftsdüngern (z. B. Rindergülle), wenn diese sonst nicht eingesetzt werden, das zusätzliche Angebot an Spurenelementen und anderen Bakteriengruppen einen deutlich positiven Effekt hervorrufen. Einen gleichermaßen positiven Effekt kann die Zugabe von Gärsubstrat einer anderen Biogasanlage bewirken. In Hinblick auf eine Monovergärung von nachwachsenden Rohstoffen ist anzumerken, dass die Hinzunahme einer weiteren Substratkomponente sich normalerweise positiv auf die Prozessstabilität auswirkt.

5.4.2.2 Mangel an Spurenelementen

In der Regel kann ein Mangel an Spurenelementen durch die Zugabe von Wirtschaftsdüngern (Rinder-, Schweinegülle, Rinder-, Schweinemist) ausgeglichen werden. Sind diese Substrate für den Anlagenbetreiber nicht ausreichend verfügbar oder können aus verschiedenen Gründen nicht eingesetzt werden, sind am Markt verschiedene Anbieter von Spurenelementadditiven vorhanden. In der Regel handelt es sich dabei um komplexe Mischungen. Da es sich bei Spurenelementen jedoch um Schwermetalle handelt, welche bei übermäßiger Dosierung zum einen hemmend auf den Prozess wirken können [5-16] und sich zum anderen auf den landwirtschaftlichen Flächen anreichern, müssen dessen Frachten möglichst gering gehalten werden [5-17]. Es sollten nach Möglichkeit nur die Spurenelemente zudosiert werden, welche tatsächlich im Mangel vorliegen. Hier kann eine Spurenelementanalyse des Fermentermaterials und der Inputstoffe hilfreiche Informationen liefern. Allerdings handelt es sich dabei um eine aufwendige und kostspielige Analytik.

Um die Effizienz der Spurenelementzugabe zu erhöhen, können dem Prozess vor der Dosierung Eisensalze zur chemischen Entschwefelung zugegeben werden (vgl. Kapitel 2.2.4). Dadurch kann ein Großteil des gelösten Schwefelwasserstoffs ausgefällt werden und die Bioverfügbarkeit der Spurenelemente verbessert sich. Es sollten grundsätzlich die Herstellerempfehlungen beachtet und eingehalten werden.

5.4.2.3 Maßnahmen bei Temperaturhemmungen

Liegt eine Temperaturhemmung bedingt durch die Selbsterwärmung des Prozesses vor, so gibt es zwei Möglichkeiten. Entweder wird der Prozess gekühlt oder eine Umstellung der Prozesstemperatur vollzogen. Die Kühlung ist teilweise technisch durch das vorhandene Heizungssystem möglich, jedoch meist schwierig zu realisieren. Durch die Zugabe von kaltem Wasser kann ebenfalls ein Kühleffekt erreicht werden, was allerdings gleichermaßen äußerst vorsichtig erfolgen muss. Wird die Umstellung der Prozesstemperatur vom mesophilen in den thermophilen Bereich angestrebt, so ist eine gezielte biologische Betreuung im Übergangszeitraum erforderlich. Die Mikroorganismen müssen sich erst an das höhere Temperaturniveau adaptieren bzw. neu bilden. In diesem Zeitraum ist der Prozess äußerst instabil und darf auf keinen Fall durch eine übermäßige Substratzugabe zum „Umkippen“ gebracht werden.

5.4.2.4 Maßnahmen bei einer Ammoniakhemmung

Maßnahmen zur Minderung einer Ammoniakhemmung erfordern grundsätzliche Eingriffe in den Anlagenbetrieb. In der Regel kommen Ammoniakhemmungen beim Einsatz von proteinreichen Inputstoffen vor. Liegt nachweislich eine Ammoniakhemmung vor, muss entweder die Temperatur abgesenkt oder die Inputzusammensetzung verändert werden. Die Änderung der Inputzusammensetzung sollte eine Senkung der Stickstofffracht zur Folge haben. Damit kann die Konzentration an hemmendem Ammoniak im Fermenter langfristig reduziert werden. Sollte die Versäuerung bereits weit fortgeschritten sein, bietet sich ein Austausch von Gärrückstand aus einem nachgeschaltetem Fermenter an, um die Säurekonzentration kurzfristig zu senken.

Beides sollte langsam unter intensiver Prozessüberwachung erfolgen. Eine Senkung des pH-Wertes zur Reduktion des undissoziierten Ammoniakanteils ist langfristig äußerst schwierig durchzuführen und deshalb nicht zu empfehlen.

5.4.2.5 Maßnahmen bei einer Schwefelwasserstoffhemmung

Schwefelwasserstoffhemmungen kommen bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen äußerst selten vor. Eine Schwefelwasserstoffhemmung ist immer substratbedingt, d. h. auf hohe Schwefelgehalte der Inputstoffe zurückzuführen. Zum einen werden bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen überwiegend Inputstoffe mit vergleichsweise niedrigen Schwefelgehalten eingesetzt. Zum anderen müssen die H_2S-Gehalte im Gas aufgrund deren negativer Auswirkungen auf die Gasverwertung in jedem Fall reduziert werden. Folgende Maßnahmen zur Beseitigung einer Schwefelwasserstoffhemmung können eingeleitet werden:

- Zugabe von Eisensalzen zur Sulfidfällung,
- Anteil schwefelhaltiger Inputstoffe reduzieren bzw.
- Verdünnung mit Wasser.

Eine Anhebung des pH-Wertes durch Puffersubstanzen kann kurzfristig die Toxizität des H_2S vermindern, sollte jedoch langfristig nicht durchgeführt werden.

5.4.3 Handhabung von technischen Störungen und Problemen

Aufgrund der großen Unterschiede hinsichtlich der Bauart und technischen Ausrüstungen von landwirtschaftlichen Biogasanlagen kann an dieser Stelle keine generelle Handlungsempfehlung zur Beseitigung von technischen Störungen gegeben werden. Es sei jedoch auf die Betriebsanleitung der Biogasanlage verwiesen, die in der Regel Handlungsempfehlungen und Maßnahmen zur Beseitigung von Störungen einzelner Anlagenkomponenten enthält.

Bei technischen Störungen und Problemen ist es von entscheidender Bedeutung, dass diese rechtzeitig erkannt und beseitigt werden. Hierzu ist ein automatisiertes Alarmsystem zwingend erforderlich. Im Prozessleitsystem wird der Betriebsstatus der wesentlichen Anlagenkomponenten erfasst und überwacht. Liegt eine technische Störung vor, so erfolgt eine Alarmmeldung im System, die wiederum per Telefonanruf oder SMS an den Anlagenbetreiber/das Betriebspersonal weitergegeben werden kann. Durch dieses Verfahren kann schnell auf Störungen reagiert werden. Um längere Betriebsbeeinträchtigungen zu verhindern ist es wichtig, dass der Anlagenbetreiber ausgewählte Ersatz-/Verschleißteile ständig vorrätig hat. So können Reparatur- und Ausfallzeiten reduziert werden. Darüber hinaus sollte dem Anlagenbetreiber bei Notfällen möglichst jederzeit ein zuverlässiges Serviceteam zur Seite stehen. Dieses wird üblicherweise direkt vom Anlagenhersteller oder externen Fachwerkstätten angeboten. Um das Risiko von technischen Störungen zu minimieren, sind regelmäßige Kontrollen sowie die Einhaltung von Wartungsintervallen durch den Anlagenbetreiber sicherzustellen.

5.5 Betriebssicherheit

5.5.1 Arbeits- und Anlagenschutz

Biogas ist ein Gasgemisch und besteht aus Methan (50–75 Vol.-%), Kohlendioxid (20–50 Vol.-%), Schwefelwasserstoff (0,01–0,4 Vol.-%) sowie weiteren Spurengasen [5-1], [5-6]. Die Eigenschaften von Biogas werden anderen Gasen in Tabelle 5.7 gegenübergestellt. In Tabelle 5.8 werden die Eigenschaften der einzelnen Biogaskomponenten zusammengefasst.

In bestimmten Konzentrationen kann Biogas in Verbindung mit Luftsauerstoff eine explosionsfähige Atmosphäre bilden, weswegen bei der Errichtung und beim Betrieb einer Biogasanlage besondere Sicherheitsvorschriften im Bereich des Anlagenschutzes beachtet werden müssen. Weiterhin bestehen Gefahren z. B. der Erstickung oder Vergiftung sowie mechanischer Art (z. B. Quetschgefahr durch Antriebe). Über den Sicherheitsaspekt hinaus ist zu beachten, dass austretendes Biogas auch eine Geruchsbelastung und eine klimarelevante Emission darstellt (vergleiche Kapitel 3.2.5 und 5.6.4).

Der Arbeitgeber bzw. Biogasanlagenbetreiber ist verpflichtet, die mit der Biogasanlage in Zusammenhang stehenden Gefährdungen zu ermitteln, zu bewerten und, falls erforderlich, entsprechende Maßnahmen zu treffen. Die „Sicherheitsregeln für Biogasanlagen“ des Bundesverbandes der landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaften [5-6] geben in diesem Zusammenhang eine kompakte Zusammenfassung der wesentlichen sicherheitsrelevanten Aspekte für Biogasanlagen wieder. Hier werden die Sicherheitsvorschriften im Sinne der Durchführungsanweisung zu § 1 der Unfallverhütungsvorschrift, „Arbeitsstätten, bauliche Anlagen und Einrichtungen“ (VSG 2.1) [5-9] der landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaften, erläutert und konkretisiert. Zusätzlich werden Hinweise auf zu beachtende Regelwerke gegeben.

Dieses Kapitel soll einen Überblick über die potenziellen Gefahren während des Betriebes einer Biogasanlage vermitteln und dahingehend sensibilisieren. Die Grundlage für Gefährdungsbeurteilungen und die damit verbundenen sicherheitstechnischen Aspekte des Anlagenbetriebes müssen jeweils die gültigen Fassungen der genannten Vorschriften [5-6], [5-8], [5-9], [5-10] darstellen.

5.5.1.1 Explosions- und Brandgefahr

Wie im vorigen Abschnitt bereits erwähnt, kann Biogas in Verbindung mit Luft unter bestimmten Bedingungen ein explosionsfähiges Gasgemisch bilden. Die Explosionsbereiche von Biogas und dessen Einzelkomponenten sind in Tabelle 5.7 und Tabelle 5.8 dargestellt. Bei der Beurteilung möglicher Gefahren oder der Einrichtung von Gaswarnanlagen ist zu berücksichtigen, dass sich je nach Zustand des Biogases (Methan-/Kohlendioxidgehalt, Temperatur, Druck, Feuchte) die Explosionsgrenzen verschieben können [5-39]. Es ist zu beachten, dass oberhalb der Grenzen zwar keine Explosionsgefahr besteht,

TAB. 5.7: EIGENSCHAFTEN VON GASEN [5-6]

		Biogas	Erdgas	Propan	Methan	Wasserstoff
Heizwert	kWh/m³	6	10	26	10	3
Dichte	kg/m³	1,2	0,7	2,01	0,72	0,09
Dichteverhältnis zu Luft		0,9	0,54	1,51	0,55	0,07
Zündtemperatur	°C	700	650	470	600	585
Explosionsbereich	Vol.-%	6–22	4,4–15	1,7–10,9	4,4–16,5	4–77

TAB. 5.8: EIGENSCHAFTEN VON BIOGASKOMPONENTEN [5-6], [5-7], [5-8]

		CH_4	CO_2	H_2S	CO	H
Dichte	kWh/m³	0,72	1,98	1,54	1,25	0,09
Dichteverhältnis zu Luft		0,55	1,53	1,19	0,97	0,07
Zündtemperatur	°C	600	–	270	605	585
Explosionsbereich	Vol.-%	4,4–16,5	–	4,3–45,5	10,9–75,6	4–77
AGW (MAK-Wert)	ppm	n. a.	5.000	10	30	n. a.

aber dennoch können durch offenes Feuer, Schaltfunken elektrischer Geräte oder auch Blitzschlag Brände ausgelöst werden. Beim Betrieb von Biogasanlagen muss daher insbesondere in der näheren Umgebung von Gärbehältern und Gasspeichern mit der Entstehung von explosionsfähigen Gas-Luft-Gemischen sowie mit erhöhter Brandgefahr gerechnet werden. Abhängig von der Wahrscheinlichkeit des Auftretens einer explosionsfähigen Atmosphäre werden die verschiedenen Anlagenbereiche durch die „BGR 104 – Explosionsschutz-Regeln“ bzw. die „TRBS 2152 – Gefährliche explosionsartige Atmosphäre” in sogenannte „Explosionsgefährdete Bereiche“ (Ex-Zonen) eingeteilt [5-10], in denen entsprechende Kennzeichnungs-, Vorsorge- und Sicherheitsmaßnahmen getroffen werden müssen.

Zone 0
In Bereichen der Zone 0 tritt eine explosionsfähige Atmosphäre ständig, über lange Zeiträume oder zeitlich überwiegend auf [5-6], [5-10]. Solche Bereiche sind jedoch im Normalfall bei Biogasanlagen nicht zu finden. Auch der/die Gärbehälter stellen keinen solchen Bereich dar.

Zone 1
Die Zone 1 beschreibt Bereiche, in denen sich bei Normalbetrieb gelegentlich eine explosionsfähige Atmosphäre bilden kann. Dies sind Bereiche in der näheren Umgebung von Einstiegsöffnungen des Gasspeichers oder auf der gasführenden Seite des Gärbehälters sowie in der Nähe von Abblaseinrichtungen, Überdrucksicherungen oder Gasfackeln [5-6]. Um diese Bereiche sind im Umkreis von 1 m (bei freier Lüftung) die Sicherheitsmaßnahmen der Zone 1 zu realisieren. D. h., in diesem Bereich dürfen nur Betriebsmittel und Exgeschützte Geräte mit einer entsprechenden Zulassung für Zone 0 und 1 verwendet werden. In geschlossenen Räumen sind betriebsbedingte Freisetzungen von Biogas grundsätzlich zu vermeiden. Sind diese jedoch möglich, erweitert sich Zone 1 auf den gesamten Raum [5-6].

Zone 2
In diesen Bereichen ist im Normalfall nicht damit zu rechnen, dass explosionsfähige Gas-Luft-Gemische auftreten. Kommt dies aber dennoch vor, so kann man davon ausgehen, dass dies nur selten der Fall und nicht von zeitlich langer Dauer ist (z. B. bei Servicearbeiten oder im Störungsfall) [5-6], [5-10].

Dies betrifft z. B. Einstiegsöffnungen sowie das Innere des Fermenters und bei Gasspeichern die nähere Umgebung der Be- und Entlüftungsöffnungen. In den betreffenden Bereichen müssen im Umkreis von 1 bis 3 m die Maßnahmen der Zone 2 umgesetzt werden [5-10].

In den explosionsgefährdeten Bereichen (Zone 0–2) müssen Maßnahmen gemäß BGR 104, Abschnitt E2 zur Vermeidung von Zündquellen getroffen werden [5-10]. Zündquellen können beispielsweise heiße Oberflächen (Turbolader), offene Flammen oder auch mechanisch und elektrisch erzeugte Funken sein. Zusätzlich sind solche Bereiche mit den entsprechenden Warn- und Hinweisschildern zu versehen.

5.5.1.2 Vergiftungs- und Erstickungsgefahr

Die Freisetzung von Biogasen ist bekanntlich ein natürlicher Prozess und deswegen nicht ausschließlich auf Biogasanlagen beschränkt. Insbesondere in der tierhaltenden Landwirtschaft ist es in der Vergangenheit immer wieder zu teilweise tödlichen Unfällen im Zusammenhang mit biogenen Gasen gekommen (z. B. Güllekeller, Futtersilos etc.).

Liegt Biogas in genügend hohen Konzentrationen vor, kann es beim Einatmen zu Vergiftungs- oder Erstickungserscheinungen bis hin zum Tod führen. Insbesondere der enthaltene Anteil an Schwefelwasserstoff (H_2S) in nicht entschwefeltem Biogas wirkt schon in geringen Konzentrationen stark toxisch (siehe Tabelle 5.9).

Darüber hinaus kann es insbesondere in geschlossenen oder tiefer gelegenen Räumen zu Erstickungen durch Verdrängen des Sauerstoffs durch Biogas kommen. Zwar ist Biogas mit einer relativen Dichte (D) von ca. 1,2 kg pro m^3 leichter als Luft, jedoch neigt es zur Entmischung. Dabei sammelt sich das schwerere Kohlendioxid (D = 1,98 kg/m^3) im Bodenbereich an, während das leichtere Methan (D = 0,72 kg/m^3) nach oben steigt.

Aus diesen Gründen muss in geschlossenen Räumen, z. B. umbaute Gasspeicher, jederzeit für eine ausreichende Belüftung gesorgt werden. Darüber hinaus muss bei Arbeiten in potenziellen Gefahrenbereichen (Fermenter, Wartungsschächte, Gaslager etc.) die persönliche Schutzausrüstung (z. B. Gaswarngeräte, Atemschutz usw.) getragen werden.

5.5.1.3 Wartung- und Instandhaltung

Bei den Wartungsständen von Rühr-, Pump- und Spüleinrichtungen ist zu beachten, dass diese grundsätzlich über Flur anzuordnen sind [5-6]. Ist dieses nicht möglich, so ist eine fest installierte Zwangslüftung vorzusehen, um der Erstickungs- und Vergiftungsgefahr bei möglichem Gasaustritt entgegenzuwirken.

5.5.1.4 Umgang mit Chemikalien

Es kommen verschiedene Chemikalien auf Biogasanlagen zum Einsatz. Am häufigsten werden diese in Form verschiedener Eisensalze zur chemischen Entschwefelung, als Zusatzstoff zur Stabilisierung des pH-Wertes, als komplexe Spurenelement- oder Enzymmischung zur Prozessoptimierung eingesetzt. Die genannten Additive sind sowohl in flüssiger als auch fester Form (Pulver) erhältlich. Da diese Produkte in der Regel giftige und ätzende Eigenschaften aufweisen, sind die Produktinformationen vor dem Einsatz zur Kenntnis zu nehmen und den Angaben des Herstellers in Hinblick auf Dosierung und Anwendung (z. B. Staubmaske, säurefeste Handschuhe etc.) unbedingt Folge zu leisten. Der Einsatz von Chemikalien ist grundsätzlich auf das erforderliche Mindestmaß zu reduzieren.

5.5.1.5 Sonstige potenzielle Unfallgefahren

Neben den bisher beschriebenen Gefahrenquellen bestehen weitere Unfallquellen, z. B. Absturzgefahr an Leitern oder Hineinstürzen in Befüllöffnungen (Feststoffdosierer, Einspültrichter, Wartungsschächte etc.). Hier ist sicherzustellen, dass ein Hineinstürzen durch Abdeckungen (Klappen, Roste) bzw. ausreichende Bauhöhe (› 1,8 m) verhindert wird [5-6]. Zudem stellen bewegte Anlagenteile (Rührwellen, Schnecken etc.) weitere Gefahrenquellen dar, welche durch entsprechende Hinweisschilder deutlich zu kennzeichnen sind.

Im Bereich der Blockheizkraftwerke kann es durch unsachgemäße Bedienung oder durch Defekte zu tödlichen Strom-

TAB. 5.9: TOXISCHE WIRKUNG VON SCHWEFELWASSERSTOFF [5-7]

Konzentration (in der Luft)	Wirkung
0,03–0,15 ppm	Wahrnehmungsschwelle (Geruch von faulen Eiern)
15–75 ppm	Reizung der Augen und der Atemwege, Übelkeit, Erbrechen, Kopfschmerzen, Bewusstlosigkeit
150–300 ppm (0,015–0,03 %)	Lähmung der Geruchsnerven
›375 ppm (0,038 %)	Tod durch Vergiftung (nach mehreren Stunden)
›750 ppm (0,075 %)	Bewusstlosigkeit und Tod durch Atemstillstand innerhalb 30–60 min.
ab 1.000 ppm (0,1 %)	schneller Tod durch Atemlähmung innerhalb weniger Minuten

schlägen kommen, da hier elektrische Energie mit Spannungen von mehreren hundert Volt und Stromstärken im dreistelligen Amperebereich erzeugt wird. Dieselbe Gefahr geht auch von Rührwerken, Pumpen, Zuführeinrichtungen etc. aus, da hier ebenfalls mit hohen elektrischen Leistungen gearbeitet wird.

Weiterhin besteht durch die Heiz- bzw. Kühlsysteme (Motorkühler, Fermenterheizung, Wärmetauscher etc.) einer Biogasanlage Verbrühungsgefahr im Fall von Störungen. Dies trifft auch auf Teile der BHKW bzw. evtl. vorhandener Notsysteme (z. B. Gasfackel) zu.

Um Unfälle dieser Art zu vermeiden, müssen an den entsprechenden Anlagenteilen gut sichtbare Warnhinweise angebracht und das Betriebspersonal dementsprechend eingewiesen sein.

5.5.2 Umweltschutz

5.5.2.1 Hygienisierungsanforderungen

Das Ziel der Hygienisierung ist es, mögliche im Substrat vorhandene Keime und Krankheitserreger unwirksam zu machen und damit eine aus seuchen- und phytohygienischer Sicht Unbedenklichkeit herzustellen. Diese wird erforderlich, sobald neben landwirtschaftlichen Roh- und Reststoffen biogene Abfallstoffe weiterer Wirtschaftszweige eingesetzt werden.

Als relevante Rechtsgrundlagen sind in diesem Zusammenhang die EG-Verordnung Nr. 1069/2009 sowie die Bioabfallverordnung zu nennen [5-13]. Die EG-Verordnung beinhaltet Hygienevorschriften für den Umgang mit nicht für den menschlichen Verzehr bestimmten tierischen Nebenprodukten [5-11]. In Biogasanlagen können nach behördlicher Zulassung Material der Kategorie 2 nach Dampfdrucksterilisation (Zerkleinerung ‹55 mm, 133 °C bei 3 bar Druck für mind. 20 Minuten [5-12]), Gülle, Magen- und Darminhalt ohne Vorbehandlung sowie Material der Kategorie 3 (z. B. Schlachtabfälle) nach Hygienisierung (Erhitzung auf mind. 70 °C für mindestens 1 Stunde) eingesetzt werden. Die genannte Verordnung findet bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen jedoch kaum Anwendung. Werden als tierische Nebenprodukte ausschließlich Küchen- und Speiseabfälle eingesetzt, so kommt die genannte Verordnung nicht zur Anwendung. Werden Stoffe eingesetzt, welche den Regelungen der Bioabfallverordnung unterliegen, wird eine Hygienisierung erforderlich. Dabei sind eine Mindesttemperatur von 55 °C sowie eine hydraulische Verweilzeit im Reaktor von mindestens 20 Tagen zu gewährleisten.

5.5.2.2 Luftreinhaltung

Beim Betrieb von Biogasanlagen sind diverse Anforderungen zur Luftreinhaltung zu beachten. Dabei handelt es sich vor allem um Anforderungen bezüglich Geruchs-, Schadstoff- und Staubemissionen [5-12] (vgl. Kapitel 3.2.5 und 5.6.4). Die übergeordneten Rechtsgrundlagen bildet das Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) und dessen Durchführungsbestimmungen sowie die technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft). Das Ziel des Gesetzes ist, die Umwelt vor schädlichen Umweltwirkungen zu schützen sowie deren Entstehung vorzubeugen. Diese Rechtsvorschrift findet im Rahmen des Genehmigungsverfahrens u. a. bei Biogasanlagen mit einer Gesamtfeuerungsleistung von 1 MW oder mehr oder bei Anlagen zur Behandlung von Bioabfällen Anwendung (vgl. Kapitel 7.3).

5.5.2.3 Gewässerschutz

Beim Betrieb von Biogasanlagen sollen schädliche Auswirkungen auf die Umwelt möglichst vermieden werden. In Bezug auf den Gewässerschutz bedeutet dieses ganz allgemein, dass die Biogasanlage baulich so gestaltet werden muss, dass es zu keinen Verunreinigungen von Oberflächengewässern sowie des Grundwassers kommt. Die rechtlichen Regelungen können länderspezifisch voneinander abweichen, da die speziellen Anforderungen des Gewässerschutzes u. a. von den natürlichen Standortgegebenheiten (z. B. Wasserschutzgebiet) abhängen und einer behördlichen Einzelprüfung unterliegen.

Die auf landwirtschaftlichen Biogasanlagen überwiegend vorkommenden Stoffe wie Gülle, Jauche und Silagesickersaft werden in die Wassergefährdungsklasse 1 (schwach wassergefährdend) eingestuft, nachwachsende Rohstoffe erhalten die gleiche Einschätzung [5-14]. Folglich müssen Verunreinigungen von Grund- und Oberflächenwasser durch die genannten Stoffe entlang der gesamten Verfahrenskette vermieden werden. Für die Praxis bedeutet das, dass alle Lagerplätze, Lager- und Fermentationsbehälter sowie die verbindenden Rohr- und Pumpleitungen flüssigkeitsdicht und in zugelassener Bauweise ausgeführt sein müssen. Ein besonderes Augenmerk ist auf die Silageplätze zu legen, da hier bei ungünstigen Erntebedingungen und sehr hohen Verdichtungsdrücken erhebliche Mengen Silagesickersaft auftreten können. Es besteht die Verpflichtung, die austretenden Gär- und Sickersäfte gesondert zu sammeln und zu verwerten. Da diese in der Regel erhebliche Mengen Organik enthalten empfiehlt sich deren Zuführung in die Gärbehälter (vgl. Kap. 5.6.4.1).

Um nicht unnötig große Mengen von unbelastetem Wasser, vor allem nach erheblichen Niederschlagsereignissen, dem Prozess zuzuführen, ist eine Trennung von verschmutztem und unbelastetem Wasser sinnvoll. Dieses kann durch getrennte Entwässerungssysteme realisiert werden, welche über zwei Leitungssysteme und manuelles Umstellen unbelastetes Wasser dem Vorfluter sowie verschmutztes Wasser und Sickersäfte der Biogasanlage zuführen [5-15].

Darüber hinaus muss den Schnittstellen der einzelnen Verfahrensstufen besondere Beachtung geschenkt werden. Hierzu zählen vor allem die Substratannahme (Feststoffe und Flüssigkeiten) sowie die Abgabe von Gärrückständen an die Transport-/Ausbringungsfahrzeuge. Ein ungewollter Materialaustritt (z. B. Überlauf- bzw. Restmengen) ist zu vermeiden bzw. das Auffangen von verschmutztem Wasser aus diesen Bereichen muss gewährleistet sein.

Darüber hinaus müssen die Aufstellungsplätze der BHKW, sowie die Lagerung von Frisch-, Alt- und ggf. Zündöl entsprechend der gültigen Vorschriften gestaltet werden. Mögliche Leckagen von beispielsweise Getriebe- und Motorenöl müssen erkannt und beseitigt werden können [5-14].

5.5.2.4 Lärmschutz

Bei den Lärmquellen von Biogasanlagen handelt es sich überwiegend um Verkehrslärm. Die Häufigkeit und Intensität des Lärmaufkommens hängt entscheidend vom Anlagenkonzept sowie den eingesetzten Inputstoffen ab. Beim Großteil der landwirtschaftlichen Biogasanlagen entsteht Verkehrslärm in Zusammenhang mit der Substrateinbringung (Transport-, Lager-/Dosiersystem) nahezu täglich für einen Zeitraum von 1–2 Stunden. Bei der Ernte bzw. Einlagerung der Substrate sowie dem Abtransport der Gärrückstände ist mit einem erhöhtem Verkehrs- und somit auch Lärmaufkommen zu rechnen.

Weitere lärmintensive Maschinen, z. B. in Zusammenhang mit der Gasverwertung in einem BHKW, sind in der Regel in räumlich abgeschlossenen, schallgedämmten Bereichen aufgestellt. Rechtsgrundlage für Lärmimmissionen bildet die technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA-Lärm) in ihrer gültigen Fassung.

5.6 Hinweise zur Anlagenoptimierung

Das Ziel einer Optimierung besteht darin, den Ist-Zustand eines Prozesses hinsichtlich einer bestimmten Eigenschaft durch gezielte Variation von Einflussfaktoren so zu verändern, dass ein definierter Soll-Zustand (das Optimum) erreicht wird.

Generell kann der Betrieb einer Biogasanlage in den Bereichen Technik, Ökonomie und Auswirkungen auf die Umwelt optimiert werden (Abb. 5.8). Dabei können diese Bereiche nicht unabhängig voneinander optimiert werden, vielmehr beeinflussen sich diese gegenseitig. Bei der Lösung eines Optimierungsproblems ist zudem nicht davon auszugehen, dass es eine einzelne Lösung geben wird, vielmehr ist zu erwarten, dass es eine Schar unterschiedlicher Lösungen gibt.

Die verschiedenen möglichen Lösungen können dann unter Zugrundelegung von Bewertungsmaßstäben miteinander verglichen werden. Zur Bewertung können z. B. die Kosten, der Gasertrag oder die Minimierung der Umweltauswirkungen verwendet werden. Entsprechend einer übergeordneten Zielsetzung müssen die Bewertungsmassstäbe dann gewichtet werden, um eine abschließende Beurteilung und Entscheidung für eine Maßnahme zu ermöglichen.

In der Praxis sollte jeder verantwortungsvolle Biogasanlagenbetreiber das unter den gegebenen (auch anlagenspezifischen) Rahmenbedingen zu erreichende Gesamtoptimum anstreben. Ändern sich die Rahmenbedingungen, ist zu prüfen, ob die bisherigen Zielgrößen beibehalten werden können oder angepasst werden müssen.

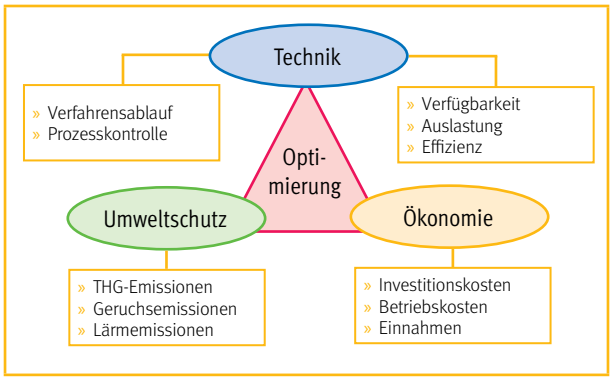


Abb. 5.8: Möglichkeiten der Optimierung

Die Optimierung setzt voraus, dass Ist- und Soll-Zustand definiert sind. Die Definition des Ist-Zustandes geschieht durch die Erfassung geeigneter Daten im Anlagenbetrieb. Wenn z. B. der Eigenenergiebedarf der Anlage reduziert werden soll, ist zu untersuchen, welche Komponenten zum Energieverbrauch beitragen und welche Energiemengen verbraucht werden. Der Soll-Zustand kann anhand der Planungsdaten, von vergleichbaren Leistungsdaten der eingesetzten Technologien, von Publikationen zum Stand der Technik, Aussagen anderer Betreiber (z. B. Foren, Expertengespräche etc.) oder angefertigten Gutachten definiert werden.

Nach der Definition von Ist- und Soll-Zustand folgt die Definition konkreter Zielwerte, die Umsetzung von Maßnahmen zur Erreichung dieser Zielwerte und die anschließende Validierung der Maßnahmen bezüglich der Zielwerterreichung und möglicher Effekte auf andere Bereiche.

Vor allem im Bereich der Erfassung und Dokumentation relevanter Prozessdaten gibt es auf vielen Anlagen Defizite, so dass oft eine qualifizierte Analyse der Ist-Situation nicht möglich ist. Daraus folgt auch, dass Daten zur Generierung von Vergleichswerten nur in begrenztem Umfang verfügbar sind. Eine umfangreiche Sammlung von prozessrelevanten Daten ist im Rahmen der Bundes-Messprogramme [5-38] realisiert worden, außerdem veröffentlicht das KTBL Kenndaten zum Betrieb von Biogasanlagen.

In der VDI Richtlinie 4631 „Gütekriterien für Biogasanlagen“ sind die wesentlichen Kenngrößen zur Bewertung des Prozesses aufgeführt. Hier stehen auch umfangreiche Checklisten zur Verfügung, die für die Datenerfassung von Nutzen sind.

Im Folgenden sollen einige ausgewählte Parameter gelistet werden, die zur Bewertung und folgenden Optimierung der Biogasanlage herangezogen werden können.

Für den Betrieb gilt generell, dass die Betriebsbedingungen so konstant wie möglich zu halten sind. Nur so kann überhaupt ein sinnvoller Ist-Zustand definiert werden. Findet auf der Anlage eine konzeptionelle Umstellung statt, müssen die Prozessziele entsprechend angepasst werden.

5.6.1 Technische Optimierung

Die Optimierung der technischen Abläufe in einer Biogasanlage zielt auf die hohe Verfügbarkeit der Technologie, d. h. auf eine Minimierung von Ausfallzeiten und eine reibungslose Prozessführung ab.

Dieses Ziel hat natürlich auch indirekte Auswirkungen auf die Ökonomie der Anlagen, da die Anlage nur mit hoher Auslastung ihre Planungsleistung erfüllen kann, auf der anderen Seite verursacht ein hoher technologischer Aufwand auch hohe Kosten, die entsprechende Kosten-Nutzen-Analyse sollte im Rahmen der ökonomischen Optimierung durchgeführt werden.

Zur Einschätzung der Verfügbarkeit der Gesamtanlage bieten sich generell die Erfassung und Dokumentation der Betriebsstunden sowie der Volllaststunden an. Wenn zusätzlich die Ausfallzeiten und zugeordnet die Ursachen der Störungen sowie die Arbeitszeiten und der finanzielle Aufwand für die Behebung dokumentiert werden, können die Schwachstellen im Prozess identifiziert werden.

Die Verfügbarkeit von technischen Einrichtungen kann ganz allgemein durch folgende Maßnahmen erhöht werden:

- Wartungsintervalle einhalten,
- vorausschauende Wartung,
- Installation von Messtechnik zur Detektierung von Störungen,
- Vorratshaltung wichtiger Ersatzteile,
- schnell verfügbarer Service vom Hersteller oder regionalen Werkstätten,
- redundante Ausführung für kritische Komponenten und
- Einsatz verschleißarmer Technologien und Werkstoffe.

Die Funktionalität der Technik ist Voraussetzung für einen stabilen Abbauprozess. Wenn es zu Ausfallzeiten bei Beschickung oder Durchmischung kommt, ist der biologische Prozess direkt betroffen. Im Hinblick auf die Optimierung der Biologie sei auf Kapitel 2 sowie entsprechende Abschnitte dieses Kapitels verwiesen.

5.6.2 Analyse der Effizienz der Gesamtanlage (Substratausnutzung auf Basis von Energieflüssen)

Wenn eine hohe Auslastung der Technologie gegeben ist, kann unter Umständen die Effizienz erhöht werden, indem der Energiebedarf der Anlage und eventuelle Verluste an Energie untersucht und möglicherweise reduziert werden. Hier bietet es sich an, eine Gesamtbetrachtung der Anlage zu veranlassen, um die wesentlichen Energieflüsse und Schwachstellen zu identifizieren. Folgende Teilbereiche sind dabei zu berücksichtigen:

- Substratbereitstellung (Menge, Qualität des Substrates, Qualität der Silierung, Substrateintrag),
- Silierverluste (Qualität der Silierung, Vorschub, Größe der Anschnittflächen, Sickerwasser),
- Prozessbiologie (Beschickungsintervalle, erreichter Abbaugrad, spezifische Biogasmenge und Zusammensetzung, Stabilität der Anlage, Substratzusammensetzung, Säurekonzentrationen),
- Gasverwertung (Wirkungsgrad BHKW (elektrisch und thermisch), Methanschlupf, Motoreneinstellungen, Wartungsintervalle),
- Gärrückstand (Restgaspotenzial des Gärrückstandes, Verwertung des Gärrückstandes),
- Methanverluste (z. B. diffuse Emissionen durch Leckagen oder Über-/Unterdrucksicherungen),
- Arbeitsaufwand für Anlagenbetrieb und Störungsbeseitigung, Stillstandzeiten,
- Eigenenergieverbrauch:
  - regelmäßige Erfassung von Zählerständen (Energieverbrauch, Laufzeiten),
  - klare Abgrenzung der Stromverbraucher (z. B. Rührwerke, Eintragssystem, BHKW, ...),
  - Rührsysteme, Rührerlaufzeiten und Rührintensität den Bedingungen anpassen,
  - keine unnötigen Mengen pumpen,
  - effiziente und verbrauchsarme Substrataufbereitungs- und Einbringtechniken verwenden.
- Wärmenutzungskonzept.

Generell ist bei Biogasanlagen zu berücksichtigen, dass das „System Biogasanlage“ aus einer Vielzahl von Einzelkomponenten besteht, welche aufeinander abgestimmt sein müssen. Bereits in der Planungsphase ist daher zu berücksichtigen, dass die Kette als Ganzes funktionieren muss – die Anschaffung von funktionierenden Einzelkomponenten ergibt nicht zwangsläufig eine funktionierende Biogasanlage.

In der Praxis ist häufig zu beobachten, dass innerhalb der Verfahrenskette ein „Flaschenhals“ vorliegt, der die Leistung und damit die Wirtschaftlichkeit der nachgeordneten Anlagenelemente begrenzt. Vielfach erreicht z. B. die Gaserzeugungsleistung nicht die Kapazität des BHKW, jedoch könnte z. B. durch eine veränderte Substratmischung oder durch bessere Auslastung der 2. Fermenterstufe die benötigte Gasproduktionsleistung erreicht werden.

Daher sind neben der Bilanzierung von Energieflüssen auch Stoffstrombilanzen ein geeigneter Weg, Defizite im Anlagenbetrieb aufzudecken.

5.6.3 Ökonomische Optimierung

Die ökonomische Optimierung zielt auf die Reduktion der Kosten und Steigerung der Erträge ab. Die ökonomische Optimierung kann wie die technische Optimierung auf alle Teilprozesse angewendet werden. Auch hier gilt, dass in einem ersten Schritt die maßgeblichen Verursacher von Kosten identifiziert werden, um dann entsprechend diese Kosten senken zu können.

Als Basis für eine erste Orientierung der gesamten Anlagenleistung können spezifische Größen wie Stromgestehungskosten (z. B. in €/kWh) oder spezifische Investitionskosten (in €/kW_{el}) dienen. Für diese gibt es vergleichende Untersuchungen (z. B. Bundesmessprogramm, [5-38]), so dass eine Einordnung der Gesamtökonomie der Anlage möglich ist. Für eine detaillierte Untersuchung bieten sich die Analyse und der Vergleich folgender ökonomischer Daten an:

- Betriebskosten:
  - Personalkosten
  - Wartungskosten
  - Kosten für Reparaturen
  - Kosten für Energie
  - Instandhaltungskosten
- Investitionskosten (Abschreibung), Tilgung, Zins,
- Substratkosten (verbunden mit Substratqualität und Substratmengen),

- Einnahmen für produzierte Elektrizität und Wärme oder Rohgas,
- Einnahmen für Substrate,
- Einnahmen für Gärrückstände/Dünger.

5.6.4 Minimierung der Umweltauswirkungen

Die Minimierung der Umweltauswirkungen zielt auf eine Reduzierung von Schadstofffreisetzungen in Luft, Wasser und Boden ab. Aus ökologischer und klimapolitischer Sicht richtet sich der Fokus zunehmend auf die Emission von Luftschadstoffen.

5.6.4.1 Substratlagerung

Der Bereich der Substratlagerung und Einbringung, inklusive der beim Betrieb verschmutzten zugehörigen befestigten Fahrflächen, kann Emissionen in Form von Lärm, Gerüchen und Gewässerverschmutzungen (v. a. durch Silagesickersaft und verschmutztes Niederschlagswasser) verursachen. Zur Minimierung tragen vielfältige planerische, bauliche und organisatorische Maßnahmen bei. Planerisch sind geruchs- und lärmintensive Bereiche zunächst unter Berücksichtigung von Hauptwindrichtung und Objekten (z. B. Gebäude, Landschaftselemente, Vegetation), die die Ausbreitung von Geruchs- und Lärmemissionen behindern, von sensiblen Bereichen abgewandt zu planen. Durch Auswahl lärmarmer Bauteile (z. B. Motoren) und ggf. durch Einhausung kann eine weitere Verminderung erreicht werden. Aspekte wie Einhausung bzw. Abdeckung gelten ebenso für Geruchsemissionen. Auch bei der Betriebsorganisation sind Emissionsarten und -zeiten entsprechend zu berücksichtigen.

Viele Maßnahmen zur Verminderung von Geruchsemissionen im Bereich des Substratmanagements vermindern gleichzeitig Verluste, v. a. durch Veratmung. Zu nennen sind insbesondere:

- die Vermeidung der Zwischenlagerung lockerer Silage,
- die Beachtung möglichst kleiner und kompakter Anschnittflächen,
- die möglichst schneidende oder fräsende Entnahme der Silage an Stelle der Entnahme durch nur greifende Geräte oder gar einfache Gabeln bzw. Radladerschaufeln (ansonsten wird bei der Entnahme der Silostock aufgelockert und es werden somit Zersetzungsprozesse eingeleitet),
- die umgehende Verwertung lockerer Silagereste und die Reinigung der Lagerflächen wirken sowohl Geruchsemissionen als auch der Verbreitung von Schimmel und Fäulnis auf dem übrigen Silostock entgegen.

Die Siloanlage mit fachgerecht angelegtem Gefälle muss inklusive der Fugen säurefest und dicht ausgeführt sein, damit auftretender Sickersaft sicher in den dafür geeigneten Auffangbehälter eingeleitet wird (siehe WHG, JGS-Anlagenverordnung und Entwurf der VAUwS). Dieser Behälter muss regelmäßig bei entstehendem Sickersaft geleert werden. Es muss sichergestellt sein, dass der Behälter nicht durch eintretendes Niederschlagswasser unkontrolliert überlaufen kann und so verschmutztes Wasser austritt. Durch fachgerechte Silierung kann das Entstehen von Silagesickersaft verhindert oder minimiert werden. Generell gilt: je höher der Silostock und je niedriger der Trockensubstanzgehalt der Silage, umso höher ist der zu erwartende Sickersaftanfall. Je höher also die Silage geschichtet werden soll, umso höher muss zur Vermeidung von Sickersaftanfall auch der Trockensubstanzgehalt sein. Im unteren Bereich sollten dabei trockenere Partien eingebaut werden. So kann dort die nach unten sickernde Feuchtigkeit aufgesaugt werden. Außerdem wird trockeneres und damit sperrigeres Material in diesem Bereich besser verdichtet, was zur Minimierung von Veratmungsverlusten beiträgt. Gegebenenfalls kann bei niedrigen TS-Gehalten des Erntegutes zu Beginn der Silierung eine ausreichende Lage gehäckselten Strohs als Unterlage eingebaut werden, und, soweit die Prozesskette nicht gestört wird, zusätzlich als Zwischenlagen.

Das Niederschlagswasser auf den verschmutzten Bereichen der Silo- und Fahrfläche enthält Silagepartikel, organische Säuren und andere Verschmutzungen. Es muss daher wegen der sauerstoffzehrenden und eutrophierenden Wirkungen am Eintritt in Gewässer gehindert und fachgerecht behandelt werden (z. B. durch Ausbringung aufs Feld). Die Menge an behandlungsbedürftigem Niederschlagswasser und damit die Kosten für Lagerung, Ausbringung und ggf. Behandlung können durch getrennte Ableitung minimiert werden. Dazu sind z. B. doppelte Kanalisierungen verfügbar, bei denen das Niederschlagswasser durch Umsteckmöglichkeiten in den Einläufen entweder der Leitung für behandlungsbedürftiges Abwasser oder derjenigen für unproblematisches Niederschlagswasser zugeleitet wird. Die Zuleitung des Wassers zu den verschiedenen Einläufen erfolgt dabei durch zielgerichtete Gefälleprofilierung, hilfsweise für Teilbereiche durch Sandsackbarrieren. Organisatorische Voraussetzung ist, dass die Gesamtfläche jeweils umgehend von Verschmutzungen gereinigt wird. Auf diese Weise werden, wie oben bereits dargestellt, gleichzeitig Geruchsemissionen und Verderb vermieden.

Zur Vermeidung von gewässergefährdenden Emissionen bei Störfällen sind Auffangvorrichtungen für Gärsubstrat sinnvoll (z. B. Erdwall aus bindigem Material). Notwendig sind diese, wenn im Bereich der Anlage Gewässer oder Gräben, die in Gewässer drainieren, verlaufen.

5.6.4.2 Gasverwertung durch BHKW

Die zulässigen Gasemissionen aus dem BHKW werden durch die Vorgaben der TA-Luft bestimmt. Dabei sind die Schadgase Stickoxide, Schwefeloxide, Kohlenmonoxid (NO_x, SO_x, CO) und Formaldehyd zu berücksichtigen. Der Methanschlupf unterliegt keinem bindenden Emissionsgrenzwert. Geeignete motorische Einstellungen sowie regelmäßige und fachkundige Wartung des BHKW können den Verschleiß sowie die Emissionswerte (vor allem NO_x, SO_x und CO) enorm verbessern. Inzwischen stehen auch Standardgeräte zur automatischen NO_x-Reduktion während des BHKW-Betriebes zur Verfügung. Insbesondere ein Teillastverhalten des BHKW unterhalb von 80 % der Volllast ist im Sinne der Emissionsminderung zu vermeiden, weil in diesem Teillastbereich Methan- und Formaldehydemissionen sprunghaft ansteigen können sowie geringere Wirkungsgrade erzielt werden. Der klimaschädliche Methanschlupf lässt sich generell nur durch eine nachfolgende Abgasnachbehandlung mittels thermischer Oxidation vollständig beseitigen. Formaldehydemissionen können mit handelsüblichen Oxidationskatalysatoren nahezu komplett entfernt werden [5-40].

5.6.4.3 Gasaufbereitung über CO_2-Abtrennung

Der inzwischen durch die aktuelle Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV, gültig seit 01.05.12) geforderte, maximale Methan-

schlupf von 0,2 % (bezogen auf das produzierte Methanvolumen) aus der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan kann durch Anwendung des Standes der Technik mühelos eingehalten werden, d. h. im Regelfall durch Nutzung einer Aufbereitungstechnologie mit geringem Schlupf (z. B. Aminwäsche) oder durch eine anschließende Nachverbrennung. Dies ist bereits während der Planung zu berücksichtigen.

5.6.4.4 Beschickungssysteme

Zur Vermeidung von klimarelevanten Emissionen sowie von Geruchsemissionen, die aus der Einbringung der Substrate in den Fermenter resultieren, können geschlossene Substratvorlagen und Transportsysteme beitragen. Für das Anmaischen von Substraten kann ein den Flüssigkeits- und Feststoffvorlagebehältern nachgeschalteter und an das Gassystem angeschlossener Behälter zum Anmischen der Substratfraktionen genutzt werden. Damit kann ein auf den Fermentationsprozess konditioniertes Substratgemisch erstellt und mittels Pumpen in den Fermenter befördert werden. Statt des geschlossenen Mischbehälters werden oftmals auch Trichter- oder Rachentrichterpumpen genutzt. Diese sorgen, im Zusammenspiel mit einer weiteren Pumpe, ggf. nach vorherigem Zerkleinern, für das Einbringen der Feststofffraktion in den Flüssigkeitsstrom. Hydrolysestufen sollten im Sinne der Emissionsminderung und der Anlagensicherheit nur in gasdichter Form betrieben werden (vgl. Kap. 3.2.5). Es empfiehlt sich, das Hydrolysegas mit in das Gassystem der Biogasanlage einzuleiten. Dieses erfolgt beispielsweise durch Einpressung des Gases in das Gärgemisch oder durch die direkte Zuführung in den Biogasspeicher. Die direkte Zufuhr des Hydrolysegases in den Ansaugluftstrom des BHKW ist zu vermeiden, da dadurch Motorschäden entstehen können. Ebenso wenig empfehlenswert ist es, das Gas über einen Biofilter abzuleiten, da hierbei keine genügende Betriebssicherheit gegeben ist. Zudem ist dann die im Hydrolysegas enthaltene sowie nutzbare Energie (CH_4 und H_2) verloren [5-42].

5.6.4.5 Fermentation

Diffuse Emissionen aufgrund von Leckagen nehmen nach Praxiserhebungen quantitativ eine eher untergeordnete Rolle ein. Dennoch können bei unsachgemäßem Betrieb bzw. unzureichenden Kontroll- und Wartungsmaßnahmen hohe Emissionen aus Leckagen resultieren. Emissionsminderungsmaßnahmen basieren daher in erster Linie auf regelmäßigen Kontrollen, bei denen gezielt nach Leckagen gesucht wird. Gemäß dem Stand der Technik stehen hierzu einige Möglichkeiten zur Verfügung. Mittels einfacher, ex-geschützter Methansensoren, die akustische Signale bzw. Konzentrationsanzeigen liefern, können typische Leckstellen regelmäßig untersucht werden, z. B. Seildurchführungen, Schaugläser oder Foliendachübergänge. Diese Begehungen können eigenständig durch den Betreiber ausgeführt werden. Die Schwierigkeit der Durchführung wird im Wesentlichen durch die Erreichbarkeit der Prüfstellen bestimmt. Fermenter, die bspw. im Dachbereich nicht durch Gerüste begehbar sind, können mit handelsüblichen Sensoren nur schwer im Bereich der Dachfolienübergänge untersucht werden. Die messtechnisch sicherste Erkennung ist durch Infrarotgaskameras gegeben, die eine visuelle Darstellung der Leckagen ermöglichen. Aufgrund der Kosten und der nicht ganz trivialen Anwendung dieser Technik erfolgt eine Nutzung auf Biogasanlagen normalerweise durch Fachfirmen. Eine durch das Sächsische Landesministerium für Umwelt und Landwirtschaft in Auftrag gegebene Untersuchung zur Detektion von Gasleckagen mit Hilfe von solchen bildgebenden Messverfahren zeigt die Effektivität dieser Technologie. Auf 8 von 10 untersuchten Anlagen konnten insgesamt 22 Leckagen festgestellt werden [5-45]. Um die gasproduzierende Anlage sinnvoll zu überwachen, ist die Kombination beider Kontrollmaßnahmen die effektivste Lösung. Da diffuse Emissionen aus dem Anlagenbetrieb unter Umständen nur temporär je nach Betriebs- und Umgebungsbedingungen auftreten, ist beispielsweise eine wiederkehrende Begehung der Anlage mit bildgebenden Messverfahren im 2-Jahres-Rhythmus sowie regelmäßige Kontrollen durch den Betreiber mit herkömmlicher Sensorik an markanten Stellen im Wochen- oder Monatsturnus am sinnvollsten. Eine entsprechende Dokumentation im Betriebstagebuch ist vorzunehmen. Abbildung 5.9 zeigt die visualisierte Methanfreisetzung im Dachbereich und an einer Sichtluke eines Biogasfermenters.

Auf Basis der wiederkehrenden Dichtigkeitsprüfungen ist bei aufgefundenen Leckagen eine Beurteilung bzw. Abwägung zwischen der Sicherheitsgefährdung, den Emissionen, dem Wartungsaufwand und dem möglichen wirtschaftlichen Schaden durch Gasverlust notwendig. Dazu könnte z. B. eine Bewertungsmatrix nach dem Vorbild des Arbeitskreises „Qualitätssicherung durch Methanemissionsmessung an Biogasanlagen“ verwendet werden, die Konzentration, Erreichbarkeit der Leckage, mögliche Zündquellen sowie Schadens- und Emissionspotenziale berücksichtigt [5-41]. Auf einer solchen Basis kann eine Einschätzung erfolgen, in welchen Zeiträumen Handlungsbedarf für fachgerechte Reparaturen bzw. Wartungen seitens des Betreibers oder Herstellers besteht. Typische Schwachstellen wie die Seildurchführungen der Rührwerke können auch unabhängig von Kontrollmessungen durch regelmäßiges Einfetten emissionsarm betrieben werden.

Prinzipiell besteht zwischen der Sicherheit einer Anlage und den Emissionen aus dem Anlagenbetrieb ein Zusammenhang. Eine Anlage, auf der wirksame Vorkehrungen im Sinne des primären Explosionsschutzes vorzufinden sind, birgt in der Regel auch eine geringere Emissionsgefahr. Daher müssen die gängigen technischen Regelwerke (z. B. VDI 3475 Blatt 4, TRBS 2152) konsequent bei der Planung neuer Anlagen, aber auch zur Verbesserung von Bestandsanlagen, umgesetzt werden.

5.6.4.6 Gärrückstandslagerung

Im Sinne der Emissionsminderung besteht die effektivste Minderungsmaßnahme in der gasdichten Abdeckung des Gärrückstandslagers. Für den Bau von Neuanlagen kann diese Forderung problemlos während der Planung berücksichtigt werden. Ebenso können auch für den Anlagenbestand die Emissionen durch Nachrüstung einer gasdichten Abdeckung gesenkt werden. Die flächendeckende Umsetzung dieser Variante birgt indes einige Probleme. So sind v. a. alte Gärrückstand- bzw. Güllelager oder Lagunen nachträglich vergleichsweise schwierig abzudecken, da z. B.

- die Statik nicht für eine Abdeckung geeignet ist,
- das Gärrückstandslager für eine Einbindung in die Gasstrecke zu weit entfernt ist, oder
- Explosionsschutzabstände unterschritten werden könnten.

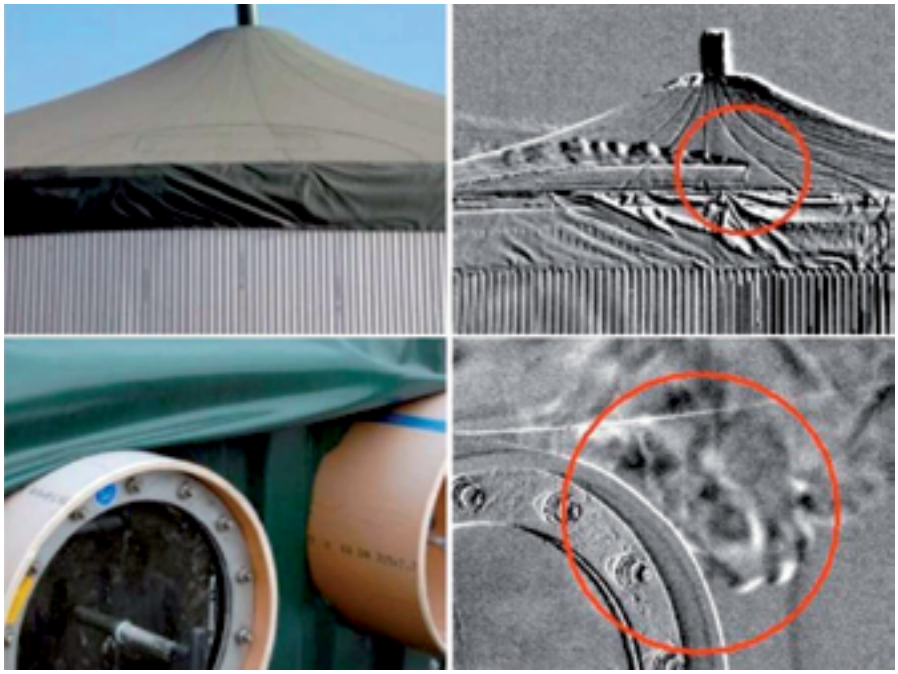


Abb. 5.9: Detektion von Methanleckagen an Fermentern mittels bildgebender Infrarotmessverfahren (Austretendes Gas wird auf dem Bildschirm der Gaskamera als dunkle Rauchfahne dargestellt. Leckagen können so in Echtzeit aufgespürt und als Filmsequenz oder digitales Bild archiviert werden. [Systemtechnik Weser-Ems])

Eine Schwierigkeit bei der Nachrüstung bestehender Güllebehälter kann nach Brancheninformationen auch in der Genehmigungspraxis liegen. Viele bestehende Güllelager erfüllen nicht die heutigen genehmigungsrechtlichen Anforderungen an Gärrückstandslager aus Sicht des Grundwasserschutzes (§ 19g Abs. 2 und 3 WHG sowie der JGS-Anlagenverordnung), weil sie z. B. nicht über eine Leckerkennungsdrainage verfügen. Als genehmigte Anlage haben sie allerdings für die weitere Verwendung Bestandsschutz. Es gibt daher Genehmigungsbehörden, die anerkennen, dass mit der Nachrüstung der entsprechenden Behälter mit einer gasdichten Abdeckung keine Erhöhung des Risikos von Emissionen ins Grundwasser verbunden ist, dass diese Maßnahme jedoch die gasförmigen Emissionen des Behälters vermindert und diese bauliche Änderung daher genehmigen. Andere Behörden stehen auf dem Standpunkt, dass die Nachrüstung eines Güllebehälters mit einer gasdichten Abdeckung eine so wesentliche Umnutzung darstellt, dass der gesamte Behälter anschließend dem heutigen Stand der Technik entsprechen muss (vgl. Kapitel 7.4).

Sofern eine gasdichte Abdeckung nicht oder nur mit unverhältnismäßig hohen Kosten und Aufwand möglich ist, kann die Emissionsminderung bei bestehenden Anlagen auch über eine effizientere bzw. optimierte Vergärung erreicht werden. In diesem Zusammenhang ist u. a. die Verweilzeit zu berücksichtigen bzw. gegebenenfalls heraufzusetzen, um einen möglichst vollständigen Substratabbau durch die biologischen Prozesse im Fermenter zu erreichen. Alternativ können auch höhere Vergärungstemperaturen (thermophile Betriebsweise) oder Substrataufschlussverfahren zu einer effizienteren Vergärung beitragen. Welche Verfahren bzw. Änderungen im Betrieb zum Einsatz kommen, muss im Einzelfall auf Grundlage der Anlagenkonfiguration unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit entschieden werden. Als Richtwert für die maximal zulässigen Emissionen aus der offenen Gärrückstandslagerung können die Empfehlungen der VDI 3475 Blatt 4 herangezogen werden, welche max. 1,5 % diffuse Restmethanemission in Bezug auf die stündlich in der Biogasanlage gebildete Biogasmenge vorsieht. Bei Neuanlagen nach dem EEG 2012 müssen mindestens 150 Tage Verweilzeit im gasdichten System vorgehalten werden, soweit es sich nicht um eine reine Güllevergärung handelt (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG, § 6 (4)).

5.6.4.7 Gärrückstandaufbereitung

Hinsichtlich der Gärrückstandseparation ist auf eine möglichst kurze, offene Lagerung der abgetrennten Feststoffe zu achten, um die Stickstoffemissionen (vor allem NH_3) zu verringern. Sind längere Lagerperioden unvermeidlich, sollten die Festbestandteile durch Planen bzw. emissionsmindernde Folien abgedeckt werden [5-43]. Es sei hier auf Kap. 3.2.5 verwiesen.

Gärrückstandtrocknungen sind im Sinne der Emissionsminderung immer eingehaust mit geeigneter Abluftführung zwecks Behandlung zu betreiben. Für die Vermeidung von Stickstoffemissionen in Form von NH_3 und N_2O sowie Gerüchen ist eine Abluftführung in Verbindung mit einem sauren Wäscher und gegebenenfalls zusätzlich einem Biofilter zu installieren. Staubemissionen können durch passende Staubfilter reduziert werden.

5.6.4.8 Gasproduktion und -speicherung

Diffuse Emissionen aufgrund ungünstiger Betriebsweise können auch auf Anlagen, die weitgehend dem Stand der Technik entsprechen, auftreten. Problematisch ist eine ungleichmäßige Gasproduktion oder Gasfreisetzung, die zeitweise über der meist kontinuierlichen Gasabnahme der primären Gasverwer-

tungseinrichtung (meist BHKW) liegt. Bedingt wird eine solche schwankende Gasproduktion oder Gasfreisetzung v. a. durch ungleichmäßige Fütterung, Fütterung größerer Mengen in weiten Intervallen und durch intervallartigen Rührwerksbetrieb. In diesem Zusammenhang sind kleinere Substratdosen in Verbindung mit kurzen Fütterungsintervallen vorteilhaft für eine konstante Gasproduktion. Ebenso ist der Füllstand des Gasspeichers zu beachten. Ist dieser weitgehend gefüllt und es kommt zu zusätzlicher Gasproduktion durch Rühren (Freisetzung von Gas, welches vorher in dem viskosen Gärsubstrat gebunden war), oder Sonneneinstrahlung auf das Behälterdach (Gaserwärmung und kurzfristige Ausdehnung), kommt es zum Eingreifen der sekundären Gasverbrauchseinrichtung (in der Regel eine Fackel) bzw. der Über- und Unterdrucksicherung. In jedem Fall bedeutet dies einen Energieverlust und damit eine geringere Vermeidung von CO_2-Emissionen. Soweit Biogas über die Überdrucksicherung abgeblasen wird, kommen die klimawirksamen Methanemissionen (Faktor 25 gegenüber CO_2) sowie die geruchsintensiven Emissionen, v. a. NH_3, H_2S und verschiedene Fettsäuren, hinzu.

Treten charakteristische Abweichungen vom Regelbetrieb auf (z. B. durch Ausfall eines BHKW's), bei denen das vorhandene Gasspeichervolumen nicht ausreicht, um die Überschussproduktion von Biogas aufzufangen, ist das Vorhalten sekundärer Gasverwertungseinrichtungen ein wichtiger Faktor zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen. Unabhängig davon, ob dafür eine Gasfackel, ein Gaskessel o. ä. verwendet wird, sollte das Aggregat in Abhängigkeit des Gasspeicher- bzw. Betriebsdrucks automatisch anlaufen. Dabei ist ein Druckniveau zu wählen, welches unterhalb des Ansprechdrucks der Über-/Unterdrucksicherung liegt. Es muss in jedem Fall ein ausreichendes Druckfenster zwischen dem normalen Betriebsdruck der primären Gasverbrauchseinrichtung (meist BHKW oder Aufbereitung), der sekundären Gasverbrauchseinrichtung (meist Fackel) und dem Ansprechdruck der Über-/Unterdrucksicherung bestehen. Wegen der teils engen statischen Grenzen und dem notwendigen Druckgefälle bei Anlagen mit mehreren verbundenen Behältern bedarf dies einer sorgfältigen Planung. Zur Vermeidung unerwünschter Emissionen aus diesen Sicherungen müssen im Betrieb verschiedene Aspekte betrachtet werden. Es ist wichtig, regelmäßige Kontroll- und Wartungsintervalle in den Betriebsablauf einzuplanen, um unkontrolliertes Austreten von Biogas zu verhindern, bspw. aufgrund zu geringer Sperrflüssigkeitsstände. Während Kälteperioden ist ein Gefrieren der Sperrflüssigkeit durch Zusatz von Frostschutzmittel oder durch eine elektrische, ex-geschützte Beheizung zu vermeiden. Die Menge der aus Überdrucksicherungen ausgestoßenen Emissionen wird ganz entscheidend durch die Betriebsweise geprägt. Eine Anlage, die permanent an der Leistungsgrenze und dabei immer mit hohem Füllstand des Gasspeichers operiert, erhöht die Wahrscheinlichkeit von betriebsbedingtem Ansprechen der Über-/Unterdrucksicherung im Vergleich zu einer Biogasanlage mit einem abgestimmten Gasmanagement.

Die Aus- bzw. Nachrüstung ex-geschützter Sensorik zur Erfassung der Auslösehäufigkeit der Über-/Unterdrucksicherungen kann dem Betreiber Informationen für das Ansprechverhalten der Sicherheitseinrichtung unter bestimmten Betriebsbedingungen geben. Dies ermöglicht eine Abschätzung des resultierenden wirtschaftlichen und ökologischen Schadens sowie der Häufigkeit des Auftretens explosionsfähiger Atmosphäre. Daraus können Rückschlüsse für mögliche Gegenmaßnahmen gezogen werden. Durch die Dokumentation der Ansprechhäufigkeiten und der zugehörigen Betriebszustände ließe sich auch ein Nachweis führen, inwieweit die Über-/Unterdrucksicherungen unzulässig im Normalbetrieb ansprechen und damit ihrem Charakter als Sicherheitseinrichtung zur Vermeidung gefährdender Über-/Unterdrucksituationen nicht gerecht werden.

5.6.4.9 Neue Anforderungen durch Flexibilisierung und Direktvermarktung

Direktvermarktung und Flexibilisierung nach § 33 des EEG 2012 stellen neue Anforderungen an das Management der Gasspeicher im Sinne des Immissions- und Ex-Schutzes. Die notwendigen energiewirtschaftlichen Anforderungen, an die die Biogasbranche mit den dort festgelegten Instrumenten herangeführt wird, erfordern eine Gasverwertung entsprechend dem Strombedarf. Daraus resultiert ein höherer Umfang der notwendigen Gasspeicherung. Die verfügbaren Gasspeichervolumina sind jedoch begrenzt und auch die Nachrüstung zusätzlichen Gasspeichervolumens ist aus wirtschaftlichen, technischen und sicherheitstechnischen (Störfall-Verordnung – 12. BImSchV) Aspekten eingeschränkt. Von daher ist davon auszugehen, dass die Anlagen, die nach § 33 EEG 2012 operieren, häufiger im Bereich der vollen Ausschöpfung des Gasspeichervolumens operieren. Die oben dargelegte Empfehlung, mit Füllständen im Bereich von 30–50 % des max. Gasspeichervolumens zu operieren, um einen ausreichenden Puffer gegen witterungsbedingte Ausdehnungen des Gasvolumens oder schwankende Gasproduktion bzw. -freisetzung zu haben, kann bei dieser Betriebsweise also kaum eingehalten werden.

Für einen emissionsarmen Betrieb bei schwankender Gasproduktion oder -freisetzung sowie bei entsprechenden Witterungsbedingungen ist daher die Nutzung geeigneter Regelungskonzepte der Gasspeicher sowie der Substratzufuhr und -durchmischung sowie der primären bzw. sekundären Gasverbrauchseinrichtungen notwendig. Kann ein gleichbleibendes oder vorausschauend bedarfsorientiertes Fütterungsregime nicht sichergestellt werden, so kann ein erweitertes Gasspeichervolumen Schwankungen in der Gasproduktion auffangen. Empfehlenswert sind dann wieder Füllstände im Bereich von 30–50 % des max. Gasspeichervolumens. Alternativ zu einem erweiterten Gasspeichervolumen könnte im Prinzip über die Gasfüllstandsmessung auch eine füllstandsbasierte Motorenregelung einen schwankenden Gasertrag ausgleichen. Diese Regelung hat allerdings erhebliche Nachteile. Sie erfordert einen Teillast- oder einen Mehrmotorenbetrieb, bei welchem die Maschinen je nach Gasentwicklung zu- bzw. abgeschaltet werden können [5-44]. Die unter „Gasverwertung durch BHKW" dargestellten Aspekte zum Motorbetrieb unter Teillast sind zu berücksichtigen. Ein Mehrmotorenbetrieb bedingte höhere Investitionen und, aufgrund des häufigeren An- und Abfahren, einen höheren Verschleiß der Aggregate. Außerdem liefe eine solche Betriebsweise den zunehmenden Anforderungen an die Biogastechnologie nach planbarer Energieerzeugung zuwider.

5.7 Literaturverzeichnis

[5-1] Kloss, R.: Planung von Biogasanlagen, Oldenbourg Verlag München, Wien, 1986

[5-2] Kroiss, H.: Anaerobe Abwasserreinigung, Wiener Mitteilungen Bd. 62, Technische Universität Wien, 1985

[5-3] Weiland, P.: Grundlagen der Methangärung – Biologie und Substrate, VDI-Berichte, Nr. 1620 „Biogas als regenerative Energie – Stand und Perspektiven“, S. 19–32, VDI-Verlag 2001

[5-4] Resch, C.; Wörl, A.; Braun, R.; Kirchmayr, R.: Die Wege der Spurenelemente in 100 % NAWARO Biogasanlagen, 16. Symposium Bioenergie-Festbrennstoffe, Flüssigkraftstoffe, Biogas, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 2007

[5-5] Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.: Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren, Springer Verlag Berlin, Heidelberg, New York, 2001

[5-6] Technische Information 4, Sicherheitsregeln für Biogasanlagen, Bundesverband der landw. Berufsgenossenschaften e. V., Kassel, 2008

[5-7] Falbe, J. et al. (Hrsg): Römpp Chemie Lexikon, Georg Thieme Verlag, 9. Auflage: Stuttgart, 1992

[5-8] Arbeitsplatzgrenzwerte (TRGS 900), Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin, Download vom 30.06.09; www.baua.de/nn_5846/de/Themen-von-A-Z/Gefahrstoffe/TRGS/TRGS-900__content.html?__nnn=true

[5-9] Arbeitsstätten, bauliche Anlagen und Einrichtungen (VSG 2.1), Bundesverband der landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaften, Download vom 30.06.09, www.lsv.de/lsv_all_neu/uv/3_vorschriften/vsg21.pdf

[5-10] BGR 104 – Explosionsschutz-Regeln, Sammlung technischer Regeln für das Vermeiden der Gefahren durch explosionsfähige Atmosphäre mit Beispielsammlung zur Einteilung explosionsgefährdeter Bereiche in Zonen, Carl Heymanns Verlag, Köln, 2009

[5-11] Verordnung (EG) Nr. 1069 des Europäischen Parlaments und des Rates, Brüssel 2009

[5-12] Görsch, U.; Helm, M.: Biogasanlagen-Planung, Errichtung und Betrieb von landwirtschaftlichen und industriellen Biogasanlagen, Eugen Ulmer Verlag, 2. Auflage, Stuttgart 2007

[5-13] Verordnung über Verwertung von Bioabfällen auf landwirtschaftlich, forstwirtschaftlich und gärtnerisch genutzten Böden (Bioabfallverordnung – BioAbfV), 1998

[5-14] „Errichtung und Betrieb von Biogasanlagen-Anforderungen für den Gewässerschutz“, Anlagenbezogener Gewässerschutz Band 14; Niedersächsisches Umweltministerium, Hannover, 2007

[5-15] Verhülsdonk, C.; Geringhausen, H.: Cleveres Drainage-System für Fahrsilos, top agrar Nr. 6/2009

[5-16] Seyfried, C. F. et al.: Anaerobe Verfahren zur Behandlung von Industrieabwässern. Korrespondenz Abwasser 37, S. 1247–1251, 1990

[5-17] Bischoff, M.: Erkenntnisse beim Einsatz von Zusatz- und Hilfsstoffen sowie Spurenelementen in Biogasanlagen, VDI Berichte, Nr. 2057, „Biogas 2009- Energieträger der Zukunft“; VDI Verlag, Düsseldorf 2009, S.111–123

[5-18] Weißbach, F.; Strubelt, C.: Die Korrektur des Trockensubstanzgehaltes von Maissilagen als Substrat für Biogasanlagen. Landtechnik 63 (2008), H. 2. S. 82-83

[5-19] Kranert, M.: Untersuchungen zu Mineralgehalten in Bioabfällen und Gärrückständen in Müll und Abfall Ausgabe 11/2002 S. 612-617

[5-20] Tippe, H. (1999): Prozessoptimierung und Entwicklung von Regelungsstrategien für die zweistufige thermophile Methanisierung ligno-zellulosehaltiger Feststoffsuspensionen, Dissertation an der TU Berlin, Fachbereich 15, Lebensmittelwissenschaften und Biotechnologie

[5-21] Kroeker, E. J.; Schulte, D. D. (1979): Anaerobic treatment process stability in Journal water pollution control Federation Washington D.C., 51 p. 719-728

[5-22] Bischofberger, W.; Böhnke, B.; Seyfried, C. F.; Dichtl, N.; Rosenwinkel, K.H. (2005): Anaerobtechnik, Springer-Verlag Berlin Heidelberg New York

[5-23] Braun, R. (1984): Biogas-Methangärung organischer Abfallstoffe, 1. Aufl. Springer-Verlag, Wien, New York

[5-24] Buchauer; K.: A comparison of two simple titration procedures to determine volatile fatty acids in influents to waste-water and sludge treatment processes; Water SA Vol. 24 No 1; Januar 1998

[5-25] Rieger, C. und Weiland, P. (2006): Prozessstörungen frühzeitig erkennen, in Biogas Journal 4/06, S. 18-20

[5-26] Braha, A. (1988): Bioverfahren in der Abwassertechnik: Erstellung reaktionskinetischer Modelle mittels Labor-Bioreaktoren und Scaling-up in der biologischen Abwasserreinigung. Udo Pfriemer Buchverlag in der Bauverlag GmbH, Berlin und Wiesbaden

[5-27] Sahm, H.: Biologie der Methanbildung, Chemie-Ingenieur Technik 53, Nr. 11 (1981)

[5-28] Europäische Patentanmeldung Patentblatt 2008/49, Anmeldenummer 08004314.4. Oechsner, Hans et al. 2008

[5-29] Mudrack und Kunst: Biologie der Abwasserreinigung. Spektrum Verlag 2003

[5-30] Dornak, C.; (2000): Möglichkeiten der Optimierung bestehender Biogasanlagen am Beispiel Plauen/Zobes. In Anaerobe biologischen Abfallbehandlung, Tagungsband der Fachtagung 21-22.2.2000, Beiträge zur Abfallwirtschaft Band 12, Schriftenreihe des Institutes für Abfallwirtschaft und Altlasten der TU Dresden

[5-31] Resch, C.; Kirchmayer, R.; Grasmug, M.; Smeets, W.; Braun, R. (2005): Optimised anaerobic treatment of houshold sorted biodegradable waste and slaugtherhous waste under high organic load and nitrogen concentration in half technical scale. In conference proceedings of 4 th International symposium of anaerobic digestion of solid waste 31.8.05-2.9.05, Kopenhagen

[5-32] Mc Carty, P. L.; McKinney (1961): Salt toxiticy in anaerobic digestion Journal water pollution control Federation Washington D.C. 33, 399

[5-33] Mc Carty, P. L. (1964): Anaerobic waste treatment Fundamentals-Part 3, Toxic material and their controls, Pub. Works Nov., 91

[5-34] Angelidaki, I.; Ahring, B.K. (1994): Anaerobic thermophilic digestion of manure at different ammonia loads: effect of temperature, Wat Res 28, 727–731

[5-35] Liebetrau, J.: Regelungsverfahren für die anaerobe Behandlung von organischen Abfällen, Rhombos Verlag, 2008

[5-36] Holubar, P.; Zani, L.; Hager, M.; Fröschl, W.; Radak, Z.; Braun, R. (2003): Start up and recovery of a biogas reactor using a hierarchical network based control tool, J. Chem. Technol. Biotechnol., 78, 847–854

[5-37] Heinzle, E.; Dunn, I. J.; Ryhiner, G. B. (1993): Modelling and control for Anaerobic Wastewater treatment, Advances in Biochemical Engineering Biotechnology, Vol 48, Springer Verlag, 1993

[5-38] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): Biogas-Messprogramm II, Gülzow, 2009

[5-39] Schröder, V. (2011): Forschungsergebnisse der BAM zu den Explosionsgrenzen von Biogas, Kolloquium Stand der Sicherheitstechnik bei Biogasanlagen, LFULG Sachsen, Dresden, [Online] Zugriff am 25.11.2011, Link: www.umwelt.sachsen.de/umwelt/download/Schroede.pdf

[5-40] Aschmann, V.; Effenberger, M.; Ebertsch, G. (2009): Voraussetzungen für einen emissionsarmen Betrieb biogasbetriebener BHKW, Hrsg.: Biogas Forum Bayern, (Online) Zugriff am: 27.07.2012, www.biogas-forum-bayern.de/publikationen/Voraussetzungen_fur_einen_emissionsarmen _Betrieb_biogasbetriebener_BHKW_06122011.pdf

[5-41] Clemens, J.; Kohne, S.; Neitzel, S.; Schreier, W. (2011): Verluste durch Methanemissionen an Biogasanlagen – Qualitiätssicherung bei der Erkennung: Gasmengen, Konzentrationen, Bewertung, (Online) Zugriff am: 22.03.2012 www.syswe.de/fileadmin/user_upload/10_Downloads/ Richtlinien_Biogasueberpruefung.pdf

[5-42] Effenberger, M., Kissel, R., Marin-Pérez, C., Beck, J., Friedrich, F. (2010): Empfehlungen zu Verfahren der Hydrolyse in der Praxis. Hrsg.: Biogas Forum Bayern, (Online) Zugriff am: 08.11.2012, www.biogas-forum-bayern.de/publikationen/Empfehlungen_zu_Verfahren_der_Hydrolyse_in_der_Praxis.pdf

[5-43] Möller, K.; Schulz, R.; Müller, T.; Deupmann, H.; Vogel, A. (2009): Mit Gärresten richtig düngen – Aktuelle Informationen für Berater. Hrsg.: Universität Hohenheim – Institut für Pflanzenernährung, (Online) Zugriff am: 06.11.2012 https://plantnutrition.uni-hohenheim.de/fileadmin/einrichtungen/plantnutrition/Duengung_mit_Bodenchemie/Leitfaden-Berater09092009.pdf

[5-44] Postel, J.; Liebetrau, J.; Clemens, J.; Hafermann, C.; Weiland, P.; Friehe, J: Emissionsreduzierung von Biogasanlagen durch Anwendung des Standes der Technik, Internationale Bio- und Deponiegas-Fachtagung „Synergien nutzen und voneinander lernen IV", 4. / 5. V. 2010

[5-45] Schreier, W. (2011): Untersuchung ausgewählter Biogasanlagen hinsichtlich Gasleckagen an den Fermentern, Nachgärern, abgedeckten Gärrestlagern und Rohrleitungen. Hrsg.: Sächsisches Landesministerium für Umwelt und Landwirtschaft, Dresden

6 GASAUFBEREITUNG UND VERWERTUNGSMÖGLICHKEITEN

Die aktuelle Biogasnutzung in Deutschland zeichnet sich durch die dezentrale Verstromung des Rohgases am Entstehungsort aus. Dabei werden überwiegend Verbrennungsmotoren genutzt, die einen Generator zur Stromerzeugung antreiben. Weiterhin besteht die Möglichkeit, Biogas in Mikrogasturbinen, Brennstoffzellen und Stirlingmotoren zu nutzen. Auch diese Techniken dienen in erster Linie dazu, das gewonnene Biogas zu verstromen, sind bislang jedoch kaum realisiert worden. Eine weitere Nutzungsmöglichkeit besteht in der alleinigen thermischen Nutzung in dafür geeigneten Brennern bzw. Heizkesseln.

Daneben hat sich in den letzten Jahren die Option der Biogasaufbereitung mit anschließender Einspeisung in das Erdgasnetz zunehmend etabliert. Ende 2012 gab es bereits 113 Anlagen, die das aufbereitete Biomethan in das Erdgasnetz einspeisen [6-9]. Zahlreiche weitere Projekte werden in den nächsten Jahren realisiert werden. Zu erwähnen sind hier die ambitionierten Ziele der Bundesregierung, die vorsehen, bis zum Jahr 2020 jährlich sechs Milliarden Kubikmeter Erdgas durch Biogas zu substituieren. Alternativ zur Netzeinspeisung ist auch eine direkte Kraftstoffnutzung des Biomethans möglich, welche in Deutschland bislang jedoch nur in geringem Umfang realisiert wurde.

Die direkte Nutzung des gewonnenen Rohgases ist wegen verschiedener im Gas vorhandener biogasspezifischer Inhaltsstoffe wie z. B. Schwefelwasserstoff in der Regel nicht möglich. Das Biogas wird aus diesem Grund unterschiedlichen Reinigungsstufen unterzogen, die in verschiedenen Kombinationen als Voraussetzung für die Nutzungsmöglichkeiten am Anfang dieses Kapitels betrachtet werden.

6.1 Gasreinigung und Gasaufbereitung

Rohbiogas ist wasserdampfgesättigt und beinhaltet neben Methan (CH_4) und Kohlendioxid (CO_2) u. a. auch nicht unerhebliche Mengen von Schwefelwasserstoff (H_2S).

Schwefelwasserstoff ist toxisch und riecht unangenehm nach faulen Eiern. In Verbindung von Schwefelwasserstoff und dem im Biogas enthaltenen Wasserdampf kommt es zur Schwefelsäurebildung. Die Säuren greifen die zur Verwertung des Biogases verwendeten Motoren sowie vor- und nachgeschaltete Bauteile (Gasleitung, Abgasleitung usw.) an. Auch führen die Schwefelkomponenten zu verringerter Leistung der nachgeschalteten Reinigungsstufen (CO_2-Entfernung).

Aus diesen Gründen wird bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen normalerweise eine Entschwefelung und Trocknung des gewonnenen Biogases durchgeführt. In Abhängigkeit der im Biogas enthaltenen Begleitstoffe oder der verwendeten Nutzungstechnologie (z. B. Substitution von Erdgas) kann es allerdings notwendig sein, eine weiterreichende Gasaufbereitung durchzuführen. Die Hersteller der BHKW stellen Mindestanforderungen an die Eigenschaften der eingesetzten Brenngase. Dies gilt auch bei der Verwendung von Biogas. Die Brenngaseigenschaften sollten eingehalten werden, um erhöhte Wartungsintervalle oder eine Schädigung der Motoren zu vermeiden.

6.1.1 Entschwefelung

Bei der Entschwefelung kommen unterschiedliche Verfahren zum Einsatz. Differenziert werden kann zwischen biologischen, chemischen und physikalischen Entschwefelungsverfahren bzw. nach dem Anwendungsfall zwischen Grob- und Feinentschwefelung. Das angewendete Verfahren, bzw. die Kombination von Verfahren richtet sich nach dem anschließenden Nutzungspfad. Eine vergleichende Übersicht der betrachteten Verfahren ist in Tabelle 6.1 dargestellt.

TAB. 6.1: VERFAHRENSÜBERSICHT ENTSCHWEFELUNGSVERFAHREN [6-31]

Verfahren	Energiebedarf		Betriebsstoffe		Lufteintrag	Reinheit in ppmv	DVGW erfüllt?[a]	Probleme
	el.	therm.	Verbrauch	Entsorgung				
Biol. Entschwefelung im Fermenter	++	o	++	++	Ja	50–2.000	Nein	Ungenaue Prozesssteuerung
Externe biol. Entschwefelung	-	o	+	+	Ja	50–100	Nein	Ungenaue Prozesssteuerung
Biowäscher	-	o	-	+	Nein	50–100	Nein	Hoher Verfahrensaufwand
Sulfidfällung	o	o	--	o	Nein	50–500	Nein	Träges Verfahren
Interne chem. Entschwefelung	o	o	--	--	Ja	1–100	Nein	Stark abnehmende Reinigungswirkung
Aktivkohle	o	o	--	-	Ja	‹ 5	Ja	Hohe Entsorgungsmengen

[a] *gemäß DVGW-Richtline G 260*
++ besonders vorteilhaft, + vorteilhaft, o neutral, - nachteilig, -- besonders nachteilig

TAB. 6.2: KENNWERTE UND EINSATZPARAMETER DER BIOLOGISCHEN ENTSCHWEFELUNG IM FERMENTER

Kennwerte	• Luftzufuhr 3–6 Vol.-% der freigesetzten Biogasmenge
Eignung	• alle Fermenter mit ausreichendem Gasraum über dem Fermenter • anschließende Erdgasnetzeinspeisung nicht sinnvoll
Vorteile	+ sehr kostengünstig + kein Chemikalieneinsatz notwendig + wartungs- und störfallarme Technik + Schwefel fällt zurück in den Gärrückstand und kann so als Dünger ausgebracht werden
Nachteile	- keine Orientierung an der real freigesetzten Schwefelwasserstoffmenge - keine gezielte Optimierung des Schwefelwasserstoffabbaues möglich - mögliche Prozessbeeinträchtigung und Methanoxidation durch Sauerstoffeintrag - Tag-Nacht- und jahreszeitliche Temperaturschwankungen im Gasraum können sich ungünstig auf die Entschwefelungsleistung auswirken - auf Schwankungen in der freigesetzten Gasmenge kann nicht reagiert werden - Korrosionen im Fermenter und Gefahr der Bildung von explosionsfähigen Gasgemischen - ungeeignet für eine Aufbereitung auf Erdgasqualität - Senkung des Heizwertes/Brennwertes
Besonderheiten	• Aufwuchsflächen für die Schwefelbakterien sollten vorhanden sein oder zusätzlich geschaffen werden, da die vorhandene Oberfläche meist für die Entschwefelung nicht ausreicht • Optimierung durch Regelung der Sauerstoffzufuhr in den Reaktor und kontinuierliche Schwefelwasserstoffmessung möglich
Bauformen	• Kleinstkompressor oder Aquarienpumpe mit nachgeschaltetem Regelventil und Durchflussanzeige zur manuellen Steuerung des Gasflusses
Wartung	• kaum notwendig

Neben der Gaszusammensetzung spielt vor allem die Durchströmungsrate des Biogases durch die Entschwefelungseinrichtung eine wesentliche Rolle. Diese kann in Abhängigkeit von der Prozessführung erheblich schwanken. Besonders hohe temporäre Biogasfreisetzungsraten und damit verknüpft hohe Durchströmungsraten können nach der Beschickung des Fermenters mit frischem Substrat und während des Betriebes der Rührwerke beobachtet werden. Kurzfristige Durchströmungsraten von 50 % über dem Mittelwert können auftreten. Um eine zuverlässige Entschwefelung zu gewährleisten, ist es üblich, überdimensionierte Entschwefelungsanlagen einzusetzen bzw. verschiedene Verfahren zu kombinieren.

6.1.1.1 Biologische Entschwefelung im Fermenter

Die biologische Entschwefelung wird häufig im Fermenter durchgeführt, wobei auch nachgeschaltete Verfahren denkbar sind. Das Bakterium *Sulfobacter oxydans* wandelt Schwefelwasserstoff in der Gegenwart von Sauerstoff in elementaren Schwefel um, welcher anschließend über den Gärrückstand aus dem Reaktor ausgeschleust wird. Dazu benötigt es Nährstoffe, die im ausreichenden Umfang im Fermenter vorhanden sind. Die Bakterien sind omnipräsent, weswegen sie nicht zusätzlich zugeführt werden müssen. Der benötigte Sauerstoff wird über Einblasung von Luft, beispielsweise mittels eines Kleinstkompressors (z. B. Aquariumpumpe), zur Verfügung ge-

stellt und in den Fermenter eingetragen. Für die Verbrennung des entschwefelten Gases in Blockheizkraftwerken ist die erreichte Qualität meistens ausreichend. Nur bei größeren Konzentrationsschwankungen im Rohgas können Durchbrüche der Schwefelkonzentration auftreten, was negative Auswirkungen auf das BHKW haben kann. Dagegen ist dieses Verfahren für die Aufbereitung auf Erdgasqualität ungeeignet, da die erhöhten Konzentrationen an Stickstoff und Sauerstoff nur schwer wieder entfernt werden können und sich somit die Brenneigenschaften des Gases verschlechtern. Die Eigenschaften der biologischen Entschwefelung im Fermenter zeigt Tabelle 6.2, ein Beispiel ist in Abbildung 6.1 dargestellt.

6.1.1.2 Biologische Entschwefelung in externen Reaktoren – Tropfkörperverfahren

Zur Vermeidung der oben genannten Nachteile kann die biologische Entschwefelung auch außerhalb des Fermenters, als sogenanntes Tropfkörperverfahren, durchgeführt werden. Einige Firmen bieten hierfür in separaten Behältern angeordnete biologische Entschwefelungskolonnen an. Es besteht so die Möglichkeit, die für die Entschwefelung notwendigen Randbedingungen wie Luft- bzw. Sauerstoffzufuhr genauer einzuhalten. Um die Düngewirkung des vergorenen Substrats zu erhöhen, kann der anfallende Schwefel dem vergorenen Substrat im Gärrückstandslager wieder zugeführt werden.

Das Tropfkörperverfahren, bei welchem der Schwefelwasserstoff mit Hilfe eines Waschmediums absorbiert wird (Regeneration der Lösung durch Zumischung von Luftsauerstoff) kann Abbauraten von bis zu 99 % erreichen, was zu Restgaskonzentrationen von unter 50 ppm Schwefel führen kann [6-23]. Durch den hohen Lufteintrag von ca. 6 % ist dieses Verfahren für den Einsatz zur Biomethanaufbereitung ungeeignet [6-5].

Abb. 6.1: Gasregelung für die Lufteinblasung in den Fermentergasraum [DBFZ]

6.1.1.3 Biochemische Gaswäsche – Biowäscher

Im Gegensatz zum Tropfkörperverfahren und der internen Entschwefelung, ist der Biowäscher als einziges biologisches Verfahren für die Aufbereitung auf Erdgasqualität nutzbar. Das zweistufige Verfahren besteht aus einer Füllkörperkolonne (Absorption des H_2S mittels verdünnter Natronlauge), einem Bioreaktor (Regeneration der Waschlösung mit Luftsauerstoff) und einem Schwefelabscheider (Austrag des elementaren Schwefels) und verhindert durch die separate Regeneration einen Lufteintrag in das Biogas. Zwar können sehr hohe Schwefelfrachten eliminiert werden (bis zu 30.000 mg/m³), bei ähnlichen Ergebnissen wie eine Tropfkörperanlage, ist diese Technologie jedoch aufgrund des hohen apparativen Aufwands nur für Anlagen mit hohen Gasströmen bzw. H_2S-Frachten geeignet. Die Eigenschaften werden in Tabelle 6.4 aufgeführt.

TAB. 6.3: KENNWERTE UND EINSATZPARAMETER EXTERNER BIOLOGISCHER ENTSCHWEFELUNGSANLAGEN

Kennwerte	• Reinigungsleistung über 99 % möglich (z. B. von 6.000 ppm auf < 50 ppm) • Technik für alle Biogasanlagendimensionen erhältlich
Eignung	• alle Biogasgewinnungssysteme • Grobentschwefelung • Tropfkörperkolonne für Einspeisung ungeeignet
Vorteile	+ Dimensionierung auf die real freigesetzte Schwefelwasserstoffmenge möglich + gezielte automatisierte Optimierung des Schwefelwasserstoffabbaues durch Nährstoff-, Luftzufuhr- und Temperaturmanagement möglich + keine Prozessbeeinträchtigung durch Sauerstoffeintrag in den Fermenter (da Lufteintrag außerhalb des Fermenters stattfindet) + kein Chemikalieneinsatz notwendig + gut nachrüstbare Technologie + bei ausreichender Dimensionierung wirken sich kurzfristige Schwankungen in der Gasmenge nicht negativ auf die Gasqualität aus
Nachteile	- zusätzliches, mit Kosten verbundenes Aggregat (Wärmeoptimum der Tropfkörperanlage bei 28–32 °C) - zusätzlicher Wartungsaufwand (Nährstoffbereitstellung) - Tropfkörperanlagen mit zu hohem Lufteintrag in das Biogas
Besonderheiten	• externe Entschwefelungsanlagen
Bauformen	• als Säulen, Kessel oder Container aus Kunststoff oder Stahl freistehend gefüllt mit Trägerkörpern, z. T. mit Rückspülung einer Mikroorganismenemulsion (Tropfkörperverfahren)
Wartung	• z. T. sind biologische Mikroorganismenemulsionen in größeren Zeitabständen nachzufüllen oder Trägerkörper langfristig auszutauschen

Abb. 6.2: Externe biologische Entschwefelung, links Bio-Rieselbettreaktor, rechts Biofeuchtreaktor [S&H GmbH & Co. Umweltengineering KG]

6.1.1.4 Sulfidfällung

Diese Form der chemischen Entschwefelung findet im Fermenter statt. Sie dient wie die biologischen Entschwefelungsverfahren zur Grobentschwefelung (H_2S-Werte zischen 100 und 150 ppm erreichbar [6-34]). Durch die Zugabe von in Tabelle 6.5 genannten Eisenverbindungen in den Fermenter, wird der Schwefel chemisch im Gärsubstrat gebunden, womit eine Freisetzung als Schwefelwasserstoff unterdrückt werden kann. Aufgrund der in Tabelle 6.5 aufgeführten Eigenschaften, eignet sich dieses Verfahren in erster Linie für kleinere Biogasanlagen, bzw. für Anlagen mit einer geringen H2S-Belastung (‹ 500 ppm) [6-34].

6.1.1.5 Adsorption an Aktivkohle

Die als Feinentschwefelungsverfahren verwendete Adsorption an Aktivkohle basiert auf der katalytischen Oxidation des Schwefelwasserstoffs an der Oberfläche der eingesetzten Aktivkohle. Zur verbesserten Reaktionsgeschwindigkeit und Erhöhung der Beladungskapazitäten, ist eine Imprägnierung bzw.

TAB. 6.4: KENNWERTE UND EINSATZPARAMETER EXTERNER BIOCHEMISCHER GASWÄSCHEN

Kennwerte	• mit Natronlauge oder Eisenhydroxid möglich • Systeme für Gasflüsse zwischen 10 und 1.200 Nm^3/h verfügbar • in Abhängigkeit der Abstimmung von Rohgasmenge und Anlagengröße sehr hohe Reinigungsgrade oberhalb 95 % möglich
Eignung	• alle Biogasgewinnungssysteme • Grobentschwefelung
Vorteile	+ Dimensionierung auf die real freigesetzte Schwefelwasserstoffmenge möglich + gezielte automatisierte Optimierung der Schwefelwasserstoffabscheidung durch Laugen- und Temperaturmanagement möglich + keine Prozessbeeinträchtigung durch Sauerstoffeintrag + Vermeidung starker Korrosion an Bauteilen im Gasraum des Fermenters (im Vgl. zur internen biologischen Entschwefelung)
Nachteile	- zusätzliches, mit Kosten verbundenes Aggregat (Natronlauge, Frischwasser) - es entsteht ein Chemikalienbedarf - zusätzlicher Eintrag von Frischwasser zur Laugenverdünnung notwendig (nicht bei Eisenhydroxid) - zusätzlicher Wartungsaufwand
Besonderheiten	• Entsorgung der verbrauchten Lauge in Kläranlagen notwendig, aber aus chemischer Sicht unproblematisch (nur bei Natronlauge) • Externe Entschwefelungsanlage
Bauformen	• als Säulen oder Kessel aus Kunststoff, freistehend, gefüllt mit Trägerkörpern, mit Rückspülung der Lauge
Wartung	• die Chemikalien sind in größeren Zeitabständen nachzufüllen • Eisenhydroxid lässt sich durch Belüftung mit Umgebungsluft mehrfach regenerieren, wobei die starke Wärmefreisetzung bis zur Entzündung führen kann

Dotierung der Aktivkohlen möglich. Als Imprägniermittel kommen Kaliumjodid und Kaliumcarbonat in Frage. Voraussetzung für eine ausreichende Entschwefelung ist dabei das Vorhandensein von Wasserdampf und Sauerstoff. Imprägnierte Aktivkohlen sind somit ungeeignet für die Nutzung luftfreier Gase. Durch die in jüngster Vergangenheit am Markt erschienenen dotierten Aktivkohlen (Kaliumpermanganat) können diese jedoch auch für luftfreie Biogase verwendet werden. Auch verbessert sich hier die Entschwefelungsleistung, da es zu keiner Blockade der Mikroporen kommt [6-34].

6.1.2 Trocknung

Um die Gasverwertungsaggregate vor hohem Verschleiß und Zerstörung zu schützen bzw. den Anforderungen der nachfolgenden Reinigungsstufen zu genügen, muss Wasserdampf aus dem Biogas entfernt werden. Die Menge Wasser bzw. Wasserdampf, die Biogas aufnehmen kann, ist von der Gastemperatur abhängig. Die relative Feuchte von Biogas beträgt im Fermenter 100 %, das Biogas ist somit wasserdampfgesättigt. Zur Trocknung von Biogas kommen die Kondensationstrocknung, die Adsorptionstrocknung (Kieselgel, Aktivkohle) sowie die Absorptionstrocknung (Glykolwäsche) in Frage. Nachfolgend sollen diese Verfahren kurz erläutert werden.

TAB. 6.5: KENNWERTE BEI DER INTERNEN CHEMISCHEN ENTSCHWEFELUNG; NACH [6-12]

Kennwerte	• chemische Substanzen zur Abscheidung können Eisensalze (Eisen-III-chlorid, Eisen-II-chlorid, Eisen-(II)-sulfat) in fester oder flüssiger Form sein, es eignet sich auch Raseneisenerz • Richtwert nach [6-19]: Zugabe von 33 g Fe pro m^3 Substrat
Eignung	• alle Systeme der Nassvergärung • Grobentschwefelung
Vorteile	+ sehr gute Abscheideraten + kein zusätzliches Aggregat zur Entschwefelung notwendig + kein zusätzlicher Wartungsaufwand + auf die Eingangssubstratmasse bezogene Dosierung möglich + keine Prozessbeeinträchtigung durch Sauerstoffeintrag + Vermeidung starker Korrosion an Bauteilen im Gasraum des Fermenters (im Vgl. zur internen biologischen Entschwefelung) + Schwankungen in der Gasfreisetzungsrate verursachen keine Qualitätseinbußen im Biogas + Verfahren mit nachgeschalteter Feinentschwefelung für Biogaseinspeisung geeignet
Nachteile	- Dimensionierung auf den Schwefelgehalt der Eingangssubstrate schwierig (meist Überdosierung notwendig) - Erhöhung der laufenden Kosten durch kontinuierlichen Chemikalienverbrauch - Erhöhte Investitionskosten durch umfangreichere Sicherheitseinrichtungen
Besonderheiten	• die chemische Entschwefelung im Fermenter wird z. T. eingesetzt, wenn die biologische Entschwefelung im Gasraum des Fermenters nicht ausreicht • durch entstehendes Eisensulfid kann die Eisenkonzentration im Boden nach der Ausbringung stark steigen
Bauformen	• manuelle oder automatisierte Dosierung durch zusätzliche Kleinfördertechnik • Einbringung als Lösung oder in Form von Presslingen und Körnern
Wartung	• keine bis geringe Wartung notwendig

TAB. 6.6: KENNWERTE BEI DER ENTSCHWEFELUNG MITTELS AKTIVKOHLE

Kennwerte	• Verwendung von imprägnierten (Kaliumjodid, Kaliumcarbonat) bzw. dotierten (Kaliumpermanganat) Aktivkohlen
Eignung	• alle Biogasgewinnungssysteme • zur Feinentschwefelung bei Beladungen von 150 bis 300 ppm
Vorteile	+ sehr gute Abscheideraten (< 4 ppm sind möglich [6-24]) + moderate Investitionskosten + keine Prozessbeeinträchtigung durch Sauerstoffeintrag bei dotierter Aktivkohle + Vermeidung starker Korrosion an Bauteilen im Gasraum des Fermenters (im Vgl. zur internen biologischen Entschwefelung) + Verfahren für Biogaseinspeisung geeignet
Nachteile	- nicht für sauerstoff- und wasserdampffreie Biogase geeignet (Ausnahme: imprägnierte Aktivkohlen) - hohe Betriebskosten durch aufwändige Regeneration (Dampf mit Temperaturen über 450 °C [6-4]) - Entsorgung der Aktivkohlen - keine Nutzung des selektierten Schwefels möglich
Besonderheiten	• die Entschwefelung mit Aktivkohle erfolgt, wenn besonders schwefelfreie Gase gewünscht werden
Bauformen	• als Säulen aus Kunststoff oder Edelstahl, freistehend, gefüllt mit Aktivkohle
Wartung	• regelmäßiger Austausch der Aktivkohle notwendig

6.1.2.1 Kondensationstrocknung

Das Funktionsprinzip dieses Verfahrens beruht auf dem Abscheiden von Kondensat durch das Abkühlen des Biogases unterhalb des Taupunktes. Die Kühlung des Biogases wird häufig in der Gasleitung durchgeführt. Durch ein entsprechendes Gefälle beim Verlegen der Gasleitung wird das Kondensat in einem, am tiefsten Punkt der Gasleitung eingebauten, Kondensatabscheider gesammelt. Wird die Gasleitung unterirdisch geführt, ist der Kühleffekt höher. Voraussetzung bei der Kühlung des Biogases in der Gasleitung ist allerdings eine für die Kühlung ausreichende Länge der Gasleitung. Neben dem Wasserdampf wird durch das Kondensat ein Teil weiterer unerwünschter Inhaltsstoffe, wie wasserlösliche Gase und Aerosole aus dem Biogas entfernt. Die Kondensatabscheider müssen regelmäßig entleert werden, weshalb sie gut zugänglich sein müssen. Das Einfrieren der Kondensatabscheider muss durch frostfreien Einbau unbedingt verhindert werden. Zusätzliche Kälte wird durch die Übertragung von Kälte durch Kaltwasser erreicht. Nach [6-34] können mit dieser Methode Taupunkte von 3–5 °C erreicht werden, womit sich der Wasserdampfanteil auf bis zu 0,15 Vol.-% (Ausgangsgehalt: 3,1 Vol.-%, 30 °C, Umgebungsdruck) reduzieren lässt. Eine vorherige Kompression kann diese Effekte noch verbessern. Das Verfahren gilt als Stand der Technik bei anschließender Verbrennung des Gases. Den Anforderungen der Gaseinspeisung genügt es jedoch nur bedingt, da die Anforderungen der DVGW-Arbeitsblätter G260 und G262 nicht erreicht werden können. Nachgeschaltete adsorptive Reinigungsverfahren (Druckwechseladsorption, adsorptive Entschwefelungsverfahren) können dem aber abhelfen [6-34]. Die Kondensationstrocknung ist für alle Volumenströme geeignet.

6.1.2.2 Adsorptionstrocknung

Deutlich bessere Trocknungsergebnisse können mit Adsorptionsverfahren erreicht werden, welche auf der Basis von Zeolithen, Kieselgelen oder Aluminiumoxid arbeiten. Hierbei sind Taupunkte bis zu -90 °C möglich [6-21]. Die in einem Festbett installierten Adsorber werden wechselseitig bei Umgebungsdruck und 6-10 bar betrieben und eignen sich für kleine bis mittlere Volumenströme [6-34]. Die Regeneration der Adsorbermaterialien kann entweder kalt- oder warmregeneriert erfolgen. Genauere Informationen zu den Regenerationsmaßnahmen sind in [6-21] oder [6-34] nachlesbar. Aufgrund der erreichbaren Ergebnisse ist dieses Verfahren für alle Nutzungsoptionen geeignet.

6.1.2.3 Absorptionstrocknung

Aus der Erdgasaufbereitung stammt die sogenannte Glykolwäsche, ein absorptives und damit physikalisches Verfahren, welches Biogas in einer Absorberkolonne dem Glykol bzw. Triethylenglykol im Gegenstrom zuführt. Dabei können sowohl Wasserdampf als auch höhere Kohlenwasserstoffe aus dem Rohbiogas entfernt werden. Die Regeneration erfolgt bei der Glykolwäsche durch Erhitzen der Waschlösung auf 200 °C, wodurch ein Verdampfen der Störstoffe erfolgt [6-36]. Als erreichbare Taupunkte werden in der Literatur -100 °C angegeben [6-29]. Geeignet ist dieses Verfahren aus ökonomischen Gesichtspunkten für höhere Volumenströme (500 m^3/h) [6-5], womit in erster Linie die Biogaseinspeisung als anschließende Nutzungsoption in Frage kommt.

6.1.3 Kohlendioxidabscheidung

Der Aufbereitungsschritt der Kohlendioxidabscheidung wird in erster Linie bei nachfolgender Netzeinspeisung des Produktgases benötigt. Durch die Erhöhung des Methangehaltes ist eine Anpassung der Brenneigenschaften an die im DVGW-Arbeitsblatt geforderten Werte möglich. Seit 2006 haben in Deutschland inzwischen mehr als 100 Anlagen ihren Betrieb aufgenommen, die aufbereitetes Biogas in das Erdgasnetz einspeisen. Als Aufbereitungsverfahren kommen sowohl in Deutschland als auch im europäischen Ausland überwiegend Druckwasserwäschen, Druckwechseladsorptionsanlagen und chemische Wäschen zum Einsatz. Ausschlaggebend für die Wahl des Verfahrens sind die Gasbeschaffenheit, die erreichbare Produktgasqualität, die Methanverluste und letztendlich die Aufbereitungskosten, welche je nach örtlichen Gegebenheiten schwanken können. In Tabelle 6.7 werden die wesentlichen Eigenschaften der Aufbereitungsverfahren zusammengefasst und in den nachfolgenden Abschnitten näher erläutert.

6.1.3.1 Druckwechseladsorption (PSA)

Die Anwendung von Aktivkohlen, Molekularsieben (Zeolithen) und Kohlenstoffmolekularsieben zur physikalischen Gastrennung wird als Druckwechseladsorptionstechnik verstanden (PSA: Pressure Swing Adsorption). Das Verfahren gilt als Stand der Technik und wird vielfach angewendet. Vor allem in Deutschland wurden bislang viele Projekte mit dieser Technologie realisiert. Je nach Dauer der vier Zyklen für Adsorption (d. h. Aufnahme von H_2O-Dampf und CO_2 bei Druck von ca. 6 bis 10 bar), Desorption (durch Druckentspannung), Evakuierung (d. h. weitere Desorption durch Spülen mit Roh- oder Produktgas) und Druckaufbau werden für Biogasaufbereitungsanlagen vier bis sechs Adsorber parallel geschalten. Bei dieser Anlagenkonfiguration werden CH_4-Ausbeuten von ca. 97 Vol.-% erreicht. Durch die Einführung weiterer Spülzyklen mit Roh- und/oder Produktgas sowie Teilrückführung des Abgases vor den Verdichter lässt sich die Methanausbeute zu Lasten der Kosten weiter steigern. Die Standzeiten der Adsorbentien sind bei sachgemäßem Gebrauch nahezu unbegrenzt, jedoch bedarf es dazu eines schwefelfreien und getrockneten Rohgases. Wasser, Schwefelwasserstoff und eventuell andere Minorkomponenten würden sonst auf den Kohlenstoffmolekularsieben adsorbieren und die PSA-Trennleistung dauerhaft beeinträchtigen bzw. gänzlich zum Erliegen bringen. Der Gesamtenergiebedarf ist im Vergleich zu anderen Verfahren eher gering, wobei der Strombedarf, aufgrund der ständigen Druckwechsel, als relativ hoch einzustufen ist. Von Vorteil ist auch, dass dieses Verfahren für kleine Kapazitäten prädestiniert ist. Der Nachteil der PSA liegt derzeit in den vergleichsweise hohen Methanverlusten im Abluftstrom (ca. 1–5 %). Dieser muss aufgrund der hohen Treibhausgaswirksamkeit von Methan nachoxidiert werden (vgl. Kap. 5.6.4.3).

6.1.3.2 Druckwasserwäsche (DWW)

Die Druckwasserwäsche ist das am meisten realisierte Aufbereitungsverfahren für Biogas in Europa (ca. 50 % aller Anlagen). Es nutzt die unterschiedlichen Löslichkeiten von CH_4 und CO_2 in Wasser. Vorgereinigtes Biogas (d. h. Abscheidung eventuell aus dem Fermenter mitgerissener Wassertröpfchen bzw. Nebel in Kiesschüttung) wird zunächst auf ca. 3 bar und in einer an-

TAB. 6.7: GEGENÜBERSTELLUNG DER VERFAHREN ZUR METHANANREICHERUNG [6-5], [6-34]

Verfahren	Wirkprinzip/Charakteristika	Erreichbarer CH_4-Anteil	Sonstiges
Druckwechseladsorption (PSA)	Alternierende physikalische Adsorption und Desorption durch Druckwechsel	>97 %	Vielzahl realisierter Projekte, vorherige Entschweflung und Trocknung notwendig, geringe Anlagenregulierbarkeit, hoher Strombedarf, kein Wärmebedarf, hoher Methanschlupf, keine Prozesschemikalien
Druckwasserwäsche (DWW)	Physikalische Absorption mit Wasser als Lösungsmittel; Regeneration durch Druckreduktion	>98 %	Vielzahl realisierter Projekte, erfordert keine vorgeschaltete Entschweflung und Trocknung, flexible Anpassung an Gasvolumenstrom, hoher Strombedarf, kein Wärmebedarf, hoher Methanschlupf, keine Prozesschemikalien
Aminwäsche	Chemische Absorption mittels Waschlaugen (Amine), Regeneration über H_2O-Dampf	>99 %	Vielzahl realisierter Projekte, für kleine Gasvolumenströme, geringer Strombedarf (druckloses Verfahren), sehr hoher Wärmebedarf, minimaler Methanschlupf, hoher Waschmittelbedarf
Genosorb-Wäsche	Analog DWW mit Genosorb (bzw. Selexol) als Lösungsmittel	>96 %	Einige Projekte realisiert, für große Anlagen wirtschaftlich empfehlenswert, erfordert keine vorgeschaltete Entschweflung und Trocknung, flexible Anpassung an Gasvolumenstrom, sehr hoher Strombedarf, geringer Wärmebedarf, hoher Methanschlupf
Membrantrennverfahren	Bei Porenmembranen Druckgefälle zur Gastrennung, sonst Diffusionsgeschwindigkeit von Gasen	>96 %	Wenige Projekte realisiert, vorherige Entschweflung und Trocknung notwendig, sehr hoher Strombedarf, kein Wärmebedarf, hoher Methanschlupf, keine Prozesschemikalien
Kryogene Verfahren	Gasverflüssigung durch Rektifikation, Tiefentemperaturtrennung	>98 %	Pilotanlagenstatus, vorherige Entschweflung und Trocknung notwendig, sehr hoher Strombedarf, sehr geringer Methanschlupf, keine Prozesschemikalien

schließenden Kompressorstufe auf ca. 9 bar verdichtet, bevor es die mit H_2O beaufschlagte Absorptionskolonne (Rieselbettreaktor) im Gegenstrom durchströmt [6-5]. In der Kolonne lösen sich im Wasser Schwefelwasserstoff, Kohlendioxid, Ammoniak und eventuell im Rohgas enthaltene Stäube und Mikroorganismen. Diese Stoffe werden nach anschließender Entspannung des Wassers aus dem System entfernt. Eine vorgeschaltete Entschwefelung bzw. Trocknung ist bei diesem Verfahren nicht notwendig. Ein weiterer Vorteil des Verfahrens ist die hohe Flexibilität. Je nach CO_2-Gehalt des Rohgases können der Druck und die Temperatur aber auch der Anlagendurchsatz (40 bis 100 % der ausgelegten Kapazität einstellbar) geregelt werden [6-5]. Daneben sind auch der kontinuierliche und vollautomatische Betrieb, die leichte Wartung, die Möglichkeit der Aufbereitung eines feuchtigkeitsgesättigten Gases (möglich durch nachfolgende Trocknung), die praxiserprobte Zuverlässigkeit, die Koabsorption von H_2S und NH_3 und das Absorbens Wasser (uneingeschränkt verfügbar, ungefährlich, kostengünstig) als Pluspunkte zu nennen [6-5]. Die Nachteile des Verfahrens liegen im hohen Strombedarf und dem vergleichsweise hohen Methanschlupf (ca. 1 %), der eine Nachoxidation nach sich zieht.

6.1.3.3 Chemische Wäschen (Amin)

Die Aminwäsche ist ein chemisches Absorptionsverfahren, bei dem das Biogas drucklos mit einer Waschflüssigkeit in Kontakt gebracht wird, wobei das Kohlendioxid in das Waschmedium übertritt. Als Waschmedien finden für die CO_2-Abscheidung oft Monoethanolamin (MEA) (in Niederdruckverfahren und wenn nur CO_2 ausgewaschen werden soll) oder Diethanolamin (DEA) (in Hochdruckverfahren ohne Regeneration) Verwendung. Für die Abtrennung von CO_2 und H_2S dienen Methyldiethanolamin (MDEA) oder auch Triethanolamin (TEA) [6-5]. Zur Wiedergewinnung des Waschmittels wird der Absorptionsstufe eine Desorptions- bzw. Regenerationsstufe nachgeschaltet, wobei üblicherweise Wasserdampf eingesetzt wird. Hieraus resultiert ein hoher Bedarf an thermischer Energie, was den großen Nachteil des Verfahrens darstellt. In geschickten Wärmekonzepten liegt somit das größte Optimierungspotenzial dieser Technologie. Weiterhin ist hier der kontinuierliche Lösungsmittelverbrauch durch eine unvollständige Regeneration als Nachteil zu nennen. Dagegen besitzt die Aminwäsche den Vorteil, dass sehr hohe Produktgasqualitäten (>99 %) bei einem sehr geringen Methanschlupf (<0,1 %) erreicht werden können. Während dieses Verfahren in der Vergangenheit in Deutschland und Europa nur vereinzelt eingesetzt wurde, nimmt insbesondere in Deutschland die Anzahl der Aminwäsche-Aufbereitungsanlagen zu. Die Aminwäsche kommt bevorzugt für kleine Volumenströme und an Standorten mit günstigen Wärmequellen zur Anwendung.

6.1.3.4 Physikalische Wäschen (Selexol, Genosorb)

Ähnlich dem Funktionsprinzip der Druckwasserwäsche arbeitet das Genosorb-Verfahren, welches eine Weiterentwicklung des Selexol-Verfahrens darstellt. Statt Wasser wird hier eine Waschlösung (Genosorb) bei 7 bar mit dem Biogas in Kontakt gebracht, wobei neben Kohlendioxid und Schwefelwasserstoff auch Wasser abgetrennt werden kann. Damit ist die Genosorb-Wäsche das einzige Verfahren, welches alle drei Störstoffe in einem Verfahrensschritt entfernen kann. Aus wirtschaftlichen Gründen sollte jedoch ein entschwefeltes und getrocknetes Biogas verwendet werden. Die Regeneration der Waschlösung

Abb. 6.3: Biogasaufbereitungsanlage (Genosorb-Wäsche) in Ronnenberg [Urban, Fraunhofer UMSICHT]

erfolgt bei 50 °C durch schrittweises Entspannen und abschließendem Spülen mit Umgebungsluft. Die dabei benötigte Wärme kann nach [6-34] mit Hilfe der Abwärmeauskopplung aus der Gasverdichtung bereitgestellt werden. Als Methanschlupf werden vom Hersteller 1 bis 2 % angegeben, welcher mit Hilfe einer thermischen Oxidationsstufe nachbehandelt werden muss. Aus energetischer Sicht hat dieses Verfahren einen leicht höheren Energiebedarf als die Druckwasserwäsche bzw. die Druckwechseladsorption [6-34].

6.1.3.5 Membranverfahren

Die Membrantechnik ist im Bereich der Biogasaufbereitung ein relativ neues Verfahren, welches sich noch im Entwicklungsstadium befindet. Es werden bereits vereinzelt Membrantrennverfahren (Österreich, Kißlegg-Rahmhaus) eingesetzt. Verfahrenstechnisch bewirken Membranverfahren die Trennung von Methan und anderen Gaskomponenten durch die verschieden großen Diffusionsgeschwindigkeiten der unterschiedlich großen Gasmoleküle.

Da CO_2-Moleküle kleiner sind als Methanmoleküle und sich zudem in Polymeren besser lösen, können sie die Mikroporen der Membran wesentlich schneller durchwandern. An der Hochdruckseite der Membran sammelt sich somit das Methan an, während Wasserdampf, Ammoniak, Schwefelwasserstoff und der Großteil des CO_2 das molekulare Sieb passieren. Da das methanreiche Gas an der Hochdruckseite abgezogen wird, muss es für die Einspeisung zudem nicht mehr eigens verdichtet werden. [6-42] Die Gasreinheit kann dabei durch die Membranart, die Membranoberfläche, die Strömungsgeschwindigkeit und die Anzahl der Trennstufen eingestellt werden.

6.1.3.6 Kryogene Trennung

Die kryogene Gasaufbereitung (d. h. Trennung von CH_4 und CO_2 bei tiefen Temperaturen) umfasst zum einen die Rektifikation (Gasverflüssigung), bei der flüssiges CO_2 entsteht und zum anderen die Tieftemperaturtrennung, die ein Ausfrieren von CO_2 bewirkt [6-5]. Beides sind technisch sehr anspruchsvolle Verfahren, die eine vorherige Entschwefelung und Trocknung des Gases erfordern. Sie sind, besonders in Bezug auf die Anwendung für Biogas, nicht praxiserprobt. Als problematisch gestaltet sich dabei vor allem der hohe Energiebedarf. Die erreichbaren Gasqualitäten (› 99 %) und der geringe Methanverlust (‹ 0,1 %) sprechen allerdings für eine Weiterentwicklung des Verfahrens.

6.1.4 Sauerstoffentfernung

Die Entfernung von Sauerstoff aus dem Rohbiogas kann bei der Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz von Bedeutung sein. Neben den DVGW-Regelwerken sind hier auch transnationale Vereinbarungen zu berücksichtigen. Als Aufbereitungsverfahren haben sich die katalytische Entfernung an Palladium-Platin-Katalysatoren und die Chemisorption an Kupferkontakten hervorgetan. Nähere Informationen sind in [6-34] zu finden.

6.1.5 Entfernung weiterer Spurengase

Unter den Spurengasen im Biogas zählen u. a. Ammoniak, Siloxane und BTX (Benzol, Toluol, Xylol). In landwirtschaftlichen Biogasanlagen ist mit dem vermehrten Auftreten dieser Stoffe allerdings nicht zu rechnen. Die Belastungen liegen in der Regel unterhalb den Anforderungen des DVGW-Regelwerkes [6-34], wobei sie in nur wenigen Fällen überhaupt nachweisbar sind. Hinzu kommt dass diese Stoffe in den zuvor beschriebenen Reinigungsverfahren der Entschwefelung, Trocknung und Methananreicherung ebenfalls mit entfernt werden.

6.1.6 Aufbereitung auf Erdgasqualität

Bei der Biogaseinspeisung bedarf es nach dem Durchlaufen der einzelnen Reinigungsstufen einer finalen Anpassung des aufbereiteten Biogases an die geforderten Erdgasqualitäten. Diese werden zwar durch die Eigenschaften des anliegenden Erdgases bestimmt, für den Biogasproduzenten ist jedoch nur die Einhaltung der DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G 262 relevant. Für die Feinanpassung ist dagegen der Netzbetreiber verantwortlich, womit er auch die laufenden Betriebskosten zu tragen hat (weitere Informationen siehe Kapitel 7.12). Dabei sind folgende Punkte zu beachten:

6.1.6.1 Odorierung

Da das geruchlose Biomethan auch bei Leckagen wahrgenommen werden muss, bedarf es dem permanenten Zusatz von Geruchsstoffen. Überwiegend werden schwefelhaltige organische Verbindungen wie Mercaptane oder Tetrahydrothiophen (THT) verwendet. In den letzten Jahren ist jedoch aus ökologischen und technischen Gründen die Tendenz zu schwefelfreien Odoriermitteln zu erkennen. Die Zumischung kann per Einspritzung oder Bypass-Anordnung erfolgen. Genaue Angaben zur Technik zur Kontrolle der Odorierung finden sich im DVGW-Arbeitsblatt G 280-1.

6.1.6.2 Brennwertanpassung

Das eingespeiste Biomethan muss die gleichen Brenneigenschaften wie das anliegende Erdgas haben. Ein Maß dafür sind der Brennwert, die relative Dichte und der Wobbeindex. Diese Werte müssen innerhalb der zulässigen Schwankungsbereiche liegen, wobei die relative Dichte vorübergehend auch überschritten und der Wobbeindex unterschritten werden darf. Genaue Angaben dazu finden sich in den DVGW-Arbeitsblättern G260 und G685. Eine Einstellung der Kenngrößen kann durch Zugabe von Luft (bei zu hohem Brennwert im Biogas) bzw. Flüssiggas (bei zu niedrigem Brennwert im Biogas), meist ein Propan-Butan-Gemisch, erfolgen. Begrenzt wird die Flüssiggasbeimischung zum einen durch die Gefahr dessen Rückverflüssigung in am Netz angeschlossenen Hochdruckanwendungen (Speicher, CNG-Tankstelle) und zum anderen durch die Vorgaben im DVGW-Arbeitsblatt G486. Aufgrund der Grenzen der angewendeten mathematischen Verfahren zur Mengenumwertung sind hier die maximale Beimischmenge von Propan und Butan auf 5 bzw. 1,5 Mol % begrenzt.

6.1.6.3 Druckanpassung

Zur Einspeisung des Biomethans in die unterschiedlichen Netzebenen ist ein Druck knapp über dem Netzdruck erforderlich. Als Einspeisestufen kommen Niederdruck- (‹ 0,1 bar), Mitteldruck- (0,1 bis 1 bar) und Hochdrucknetze (ab 1 bar) in Frage. Ab 16 bar spricht man von Höchstdrucknetzen [6-5]. Zur Verdichtung von Biogas werden häufig Schrauben- und Kolbenkompressoren verwendet. Zu beachten ist, dass manche Verfahren (PSA, DWW) das aufbereitete Biogas bereits mit einem Betriebsdruck von 5 bis 10 bar abgeben, womit je nach Netzdruck keine zusätzliche Verdichterstation von Nöten ist.

6.2 Nutzung durch Kraft-Wärme-Kopplung

Unter Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme verstanden. Je nach Gegebenheiten kann zwischen strom- und wärmegeführter Auslegung von KWK- Anlagen unterschieden werden. Aufgrund der höheren Effizienz sollte die wärmegeführte Auslegung gewählt werden. Fast ausschließlich werden hierzu Blockheizkraftwerke (BHKW) mit Verbrennungsmotoren, die mit einem Generator gekoppelt sind, verwendet. Die Motoren laufen mit konstanter Drehzahl, damit der direkt gekoppelte Generator elektrische Energie, die kompatibel zur Netzfrequenz ist, bereitstellen kann. Zum Generatorantrieb bzw. zur Stromerzeugung können alternativ und perspektivisch zu den üblichen Zündstrahl- und Gas-Otto-Motoren auch Mikrogasturbinen, Stirlingmotoren oder Brennstoffzellen eingesetzt werden.

6.2.1 Blockheizkraftwerke mit Verbrennungsmotoren

Das BHKW-Modul besteht neben dem Verbrennungsmotor und einem darauf abgestimmten Generator aus Wärmeübertragersystemen zur Rückgewinnung der Wärmeenergie aus Abgas, Kühlwasser- und Schmierölkreislauf, hydraulischen Einrichtungen zur Wärmeverteilung und elektrischen Schalt- und Steuereinrichtungen zur Stromverteilung und zur BHKW-Steuerung. Als Motor werden Gas-Otto- oder Zündstrahlmotoren eingesetzt. Letztere kamen in der Vergangenheit häufiger zum Einsatz, Neuanlagen werden aber in 2 von 3 Fällen mit Gas-Otto-Motoren bestückt. Diese werden nach dem Ottoprinzip ohne zusätzliches Zündöl betrieben, der Unterschied liegt lediglich in der Verdichtung. Der schematische Aufbau eines Biogas-BHKW und Beispiele sind in Abbildung 6.4 und Abbildung 6.5 dargestellt.

6.2.1.1 Gas-Otto-Motoren

Gas-Otto-Motoren sind speziell für den Gasbetrieb entwickelte Motoren, die nach dem Otto-Prinzip arbeiten. Die Motoren werden zur Minimierung der Stickoxidemissionen als Magermotoren mit hohem Luftüberschuss betrieben. Bei Magerbetrieb kann weniger Brennstoff im Motor umgesetzt werden, was zu einer Leistungsminderung der Motoren führt. Diese wird durch die Aufladung der Motoren mittels Abgasturbolader ausgeglichen. Gas-Otto-Motoren sind auf einen Mindestgehalt an Methan im Biogas von ca. 45 % angewiesen. Bei geringeren Methangehalten schalten sie ab.

Sollte kein Biogas zur Verfügung stehen, können Gas-Otto-Motoren auch mit anderen Gasarten wie z. B. Erdgas betrieben werden [6-11]. Dies kann z. B. zum Anfahren der Biogasanlage nützlich sein, um über die Motorabwärme die benötigte

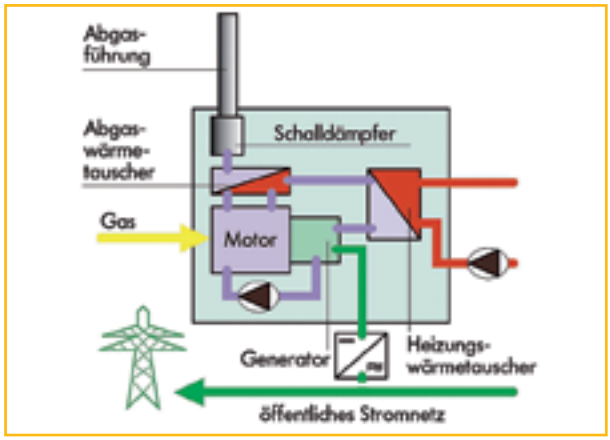


Abb. 6.4: Schematischer Aufbau eines BHKW [ASUE]

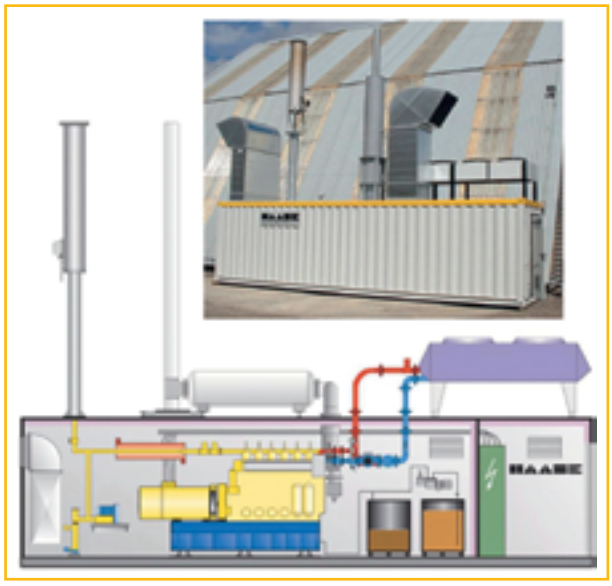


Abb. 6.5: Biogas-BHKW, Komplettmodul in Kompaktbauweise mit Notfackel [HAASE Energietechnik GmbH]

Prozesswärme zur Verfügung zu stellen. Neben der Gasregelstrecke für das Biogas muss dafür zusätzlich eine Strecke für das Ersatzgas installiert werden.

Die wesentlichen Kenndaten von Gas-Otto-Motoren, die für die Anwendung bei der Biogasnutzung relevant sind, werden in Tabelle 6.8 dargestellt.

6.2.1.2 Zündstrahlmotoren

Zündstrahlmotoren arbeiten nach dem Dieselprinzip. Sie sind nicht immer speziell für den Gasbetrieb entwickelt und sind somit Modifizierungen zu unterziehen. Das Biogas wird über einen Gasmischer der Verbrennungsluft beigemischt und durch das, über eine Einspritzanlage dem Brennraum zugeführte, Zündöl gezündet. Die Einstellungen werden normalerweise so vorgenommen, dass der Zündölanteil ca. 2–5 % der zugeführten Brennstoffleistung beträgt. Durch die relativ geringe Menge eingespritzten Zündöls besteht wegen fehlender Kühlung der Einspritzdüsen die Gefahr, dass diese verkoken [6-11] und damit schneller verschleißen. Auch Zündstrahlmotoren werden mit hohem Luftüberschuss betrieben. Die Lastregelung wird über die Regelung der zugeführten Zündölmenge oder Gasmenge realisiert.

Bei Ausfall der Biogasversorgung können die Zündstrahlmotoren mit reinem Zündöl oder Diesel betrieben werden. Die Umstellung auf Ersatzbrennstoffe ist problemlos möglich und kann beim Anfahren der Biogasanlage zur Prozesswärmebereitstellung notwendig sein.

Als Zündöl kommen laut dem EEG nur noch regenerative Zündöle wie Raps-Methyl-Ester oder andere anerkannte Biomasse in Frage. Bei der Anwendung sind jedoch die Qualitätsanforderungen der Motorenhersteller einzuhalten. Kennwerte und Einsatzparameter von Zündstrahlmotoren sind Tabelle 6.9 zu entnehmen.

6.2.1.3 Schadstoffreduzierung und Abgasreinigung

Stationäre Verbrennungsmotoranlagen für den Einsatz mit Biogas sind vom Gesetzgeber als genehmigungsbedürftig nach

TAB. 6.8: KENNWERTE UND EINSATZPARAMETER VON GAS-OTTO-MOTOREN

Kennwerte	• elektrische Leistung bis › 1 MW, unter 100 kW nur selten anzutreffen • Wirkungsgrade elektrisch 34–42 % (bei elektrischen Nennleistungen › 300 kW) • Standzeit: ca. 60.000 Betriebsstunden • ab ca. 45 % Methangehalt einsetzbar
Eignung	• grundsätzlich alle Biogasanlagen, wirtschaftlicher Einsatz eher in größeren Anlagen
Vorteile	+ speziell für die Gasverwertung konstruiert + Emissionsgrenzwerte werden weitestgehend eingehalten (Grenzwertüberschreitungen jedoch bei Formaldehyd-Werten möglich) + geringer Wartungsaufwand + Gesamtwirkungsgrad höher als bei Zündstrahlmotoren
Nachteile	- leicht erhöhte Investitionskosten gegenüber Zündstrahlmotoren - höhere Kosten durch Fertigung in geringen Stückzahlen - geringerer elektrischer Wirkungsgrad als bei Zündstrahlmotoren im unteren Leistungsbereich
Besonderheiten	• um Überhitzung bei geringem Wärmebedarf zu vermeiden, ist ein Notkühler vorzusehen • Leistungsregelung in Abhängigkeit der Gasqualität ist möglich und empfehlenswert
Bauformen	• als einzeln stehendes Aggregat in einem Gebäude oder Kompaktbauweise im Container
Wartung	• siehe Kapitel Wartung

TAB. 6.9: KENNWERTE UND EINSATZPARAMETER VON ZÜNDSTRAHLMOTOREN

Kennwerte	• 2–5 % Zündölanteil zur Verbrennung • elektrische Leistung bis ca. 340 kW • Standzeit: ca. 35.000 Betriebsstunden • Wirkungsgrade elektrisch 30–44 % (Wirkungsgrade um 30 % nur bei kleinen Anlagen)
Eignung	• grundsätzlich alle Biogasanlagen, wirtschaftlicher Einsatz eher in kleineren Anlagen
Vorteile	+ preisgünstiger Einsatz von Standard-Motoren + erhöhter elektrischer Wirkungsgrad im Vergleich zu Gas-Otto-Motoren im unteren Leistungsbereich
Nachteile	- Verkoken der Einspritzdüsen führt zu erhöhten Abgasbelastungen (NO_x) und häufigeren Wartungsarbeiten - keine für Biogas spezifische Entwicklung der Motoren - Gesamtwirkungsgrad geringer als bei Gas-Otto-Motoren - es muss ein zusätzlicher Brennstoff (Zündöl) eingesetzt werden - der Schadstoffausstoß überschreitet häufig die in der TA Luft vorgegebenen Grenzwerte - kurze Standzeiten
Besonderheiten	• um Überhitzung bei geringem Wärmebedarf zu vermeiden, ist ein Notkühler vorzusehen • Leistungsregelung in Abhängigkeit der Gasqualität ist möglich und empfehlenswert
Bauformen	• als einzeln stehendes Aggregat in einem Gebäude oder Kompaktbauweise im Container
Wartung	• siehe Kapitel Wartung

Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) eingestuft, wenn die Feuerungswärmeleistung 1 MW oder mehr beträgt. Die Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA-Luft) gibt für diesen Fall Grenzwerte vor, die eingehalten werden müssen. Liegt die installierte Feuerungswärmeleistung unter 1 MW, handelt es sich um eine nicht nach BImSchG genehmigungsbedürftige Anlage. In diesem Fall sind die in der TA-Luft vorgeschriebenen Werte als Erkenntnisquelle bei der Prüfung der Einhaltung der Betreiberpflichten heranzuziehen. Es besteht also die Pflicht, nach Stand der Technik unvermeidbare schädliche Umwelteinwirkung auf ein Mindestmaß zu beschränken, was durch die Genehmigungsbehörden jedoch unterschiedlich gehandhabt wird [6-32]. Die in der TA-Luft vorgegebenen Grenzwerte nehmen eine Unterscheidung für Zündstrahl- und Gas-Otto-Motoren vor. In Tabelle 6.10 sind die geforderten Grenzwerte der TA-Luft vom 30. Juli 2002 aufgeführt.

Die Bereitstellung eines gut gereinigten Brenngases kann zur Minimierung der Schadstoffgehalte im Abgas führen. Schwefeldioxid entsteht z. B. bei Verbrennung des im Biogas enthaltenen Schwefelwasserstoffs (H_2S). Sind die Konzentrationen nicht erwünschter Spurenstoffe im Biogas gering, ist auch die im Abgas vorhandene Konzentration an deren Verbrennungsprodukten gering.

Zur Minimierung der Stickstoffoxidemissionen werden die Motoren im Magerbetrieb betrieben. Durch Magerbetrieb ist es möglich, die Verbrennungstemperatur abzusenken und dadurch die Entstehung von Stickstoffoxiden zu verringern.

Katalysatoren kommen bei, mit Biogas betriebenen, BHKW normalerweise nicht zum Einsatz. Die im Biogas enthaltenen Begleitstoffe wie z. B. Schwefelwasserstoff führen zur Deaktivierung und Zerstörung der Katalysatoren.

Magerbetriebene Gas-Otto-Motoren halten normalerweise die in der TA-Luft geforderten Grenzwerte problemlos ein. Zündstrahlmotoren haben in der Regel schlechtere Abgaswerte als Gas-Otto-Motoren. Vor allem die Stickstoffoxid-(NO_x) und Kohlenmonoxidemissionen (CO) können u. U. die in der TA-Luft festgelegten Grenzwerte überschreiten. Durch das zur Zündung der Motoren verwendete Zündöl befinden sich im Abgas außerdem Rußpartikel [6-32], [6-7], [6-25]. Probleme gibt es nach neusten Erkenntnissen oftmals bei der Einhaltung der Formal-

TAB. 6.10: EMISSIONSGRENZWERTE DER TA-LUFT VOM 24.07.2002 FÜR VERBRENNUNGSMOTORANLAGEN NACH NR. 1.4 (EINSCHL. 1.1 U. 1.2) 4. BIMSCHV [6-15]

Schadstoff	Einheit	Gas-Otto-Motoren		Zündstrahlmotoren	
		Feuerungswärmeleistung			
		< 3 MW	≥ 3 MW	< 3 MW	≥ 3 MW
Kohlenmonoxid	mg/m³	1.000	650	2.000	650
Stickstoffoxid	mg/m³	500	500[a]	1.000	500[a]
Schwefeldioxid und Schwefeltrioxid angegeben als Schwefeldioxid	mg/m³	350	350	350	350
Gesamtstaub	mg/m³	20	20	20	20
Organische Stoffe: Formaldehyd	mg/m³	60	20	60	60

[a] *Dieser Grenzwert gilt auch für Magergasmotoren und andere Viertakt-Otto-Motoren, die mit Biogas betrieben werden.*

WIRKUNGSGRAD VON BIOGAS-BHKW

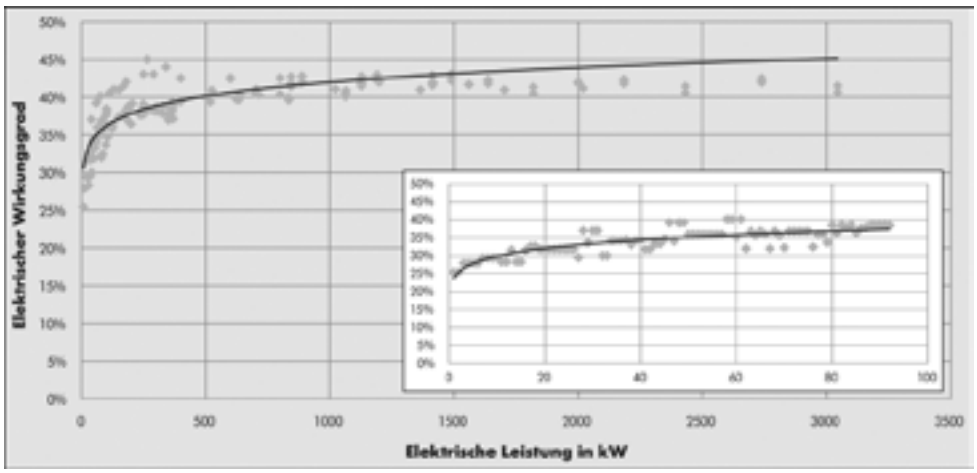


Abb. 6.6: Elektrischer Wirkungsgrad von Biogas-BHKW [6-40]

dehyd-Emissionen [6-14]. Zur Einhaltung der Emissionswerte der TA-Luft bzw. des EEG 2009 (40 mg/m³) stehen Nachoxidationssysteme bzw. Aktivkohlefilter zur Verfügung, deren Anwendung sich bisher aber noch nicht durchsetzen konnte (vgl. 5.6.4.2 Gasverwertung durch BHKW).

6.2.1.4 Generatoren

Bei den in Blockheizkraftwerken verwendeten Generatoren handelt es sich um Asynchron- oder Synchrongeneratoren. Der Einsatz von Asynchrongeneratoren ist wegen des hohen Blindstrombedarfs nur bei Aggregaten mit weniger als 100 kW_{el} Leistung sinnvoll [6-26]. Bei Biogasanlagen werden daher normalerweise Synchrongeneratoren verwendet.

6.2.1.5 Elektrische Wirkungsgrade und Leistung

Der Wirkungsgrad eines Blockheizkraftwerks ist ein Maß dafür, wie effektiv die ihm zugeführte Energie genutzt wird. Der Gesamtwirkungsgrad setzt sich aus elektrischem und thermischem Wirkungsgrad zusammen und liegt im Normalfall zwischen 80 und 90 %. Im Optimalfall können also 90 % der insgesamt zugeführten Feuerungswärmeleistung energetisch genutzt werden.

Die Feuerungswärmeleistung errechnet sich nach:

$$\dot{Q}_F = (\dot{v}_B \cdot H_i)$$

Gleichung 6-1: Q_F = Feuerungswärmeleistung [kW]; v_B = Biogasvolumenstrom [m³/h]; H_i = Heizwert des Biogases [kWh/m³]

Als Faustzahl für Gas-Otto- und Zündstrahlmotoren kann angenommen werden, dass der elektrische und der thermische Wirkungsgrad jeweils 50 % des Gesamtwirkungsgrades betragen. Der elektrische Wirkungsgrad setzt sich aus dem mechanischen Wirkungsgrad des Motors und dem Wirkungsgrad des Generators zusammen und ergibt sich durch Multiplikation der beiden Wirkungsgrade. Eine Übersicht der erreichbaren Wirkungsgrade gibt Abbildung 6.6.

Die elektrischen Wirkungsgrade von mit Zündstrahlmotoren betriebenen BHKW liegen zwischen 30 und 43 % und sind zumindest im unteren Leistungsbereich bei gleicher elektrischer Leistung höher als die von mit Gas-Otto-Motoren betriebenen BHKW. Die Wirkungsgrade von mit Gas-Otto-Motoren betriebenen BHKW liegen zwischen 34 und 40 %. Mit zunehmender elektrischer Leistung nehmen die elektrischen Wirkungsgrade sowohl bei Zündstrahl- als auch bei Gas-Otto-Motoren zu. Da die Wirkungsgrade von den BHKW-Herstellern unter Prüfstandsbedingungen (Dauerlauf mit Erdgas) ermittelt werden, sind die im praktischen Einsatz an der Biogasanlage erzielten Werte meist geringer als die Herstellerangaben. Insbesondere ist zu beachten, dass in der Praxis nur in den seltensten Fällen durchgängig Volllast gefahren werden kann und die Wirkungsgrade im Teillastbetrieb geringer als im Volllastbetrieb sind. Diese Abhängigkeit ist aggregatspezifisch und kann aus den technischen Datenblättern abgeleitet werden.

Eine Vielzahl von Faktoren können den elektrischen Wirkungsgrad, die Leistungsfähigkeit sowie die Schadgasemissionen eines BHKW beeinflussen. Insbesondere unterliegen sowohl die Motorkomponenten, wie zum Beispiel die Zündkerzen, das Motoröl, die Ventile und die Kolben als auch die Luft-, Gas- oder Ölfilter, einem altersbedingten Verschleiß. Mit dem Ziel, die Lebensdauer des BHKW zu verlängern, sollten diese verschleißbehafteten Komponenten in regelmäßigen Zyklen ersetzt werden. In der Regel werden die einzuhaltenden Wartungszyklen vom BHKW-Hersteller vorgegeben. Weiterhin bestimmt die Einstellung des BHKW, wie beispielsweise der Lambda-Wert, der Zündzeitpunkt und das Ventilspiel, maßgeblich den elektrischen Wirkungsgrad und die Leistung, aber auch die Höhe der Schadgasemissionen. Die Durchführung der Wartung und Einstellung unterliegt dem Anlagenbetreiber in Form

von Eigenleistung oder bestehenden Wartungsverträgen mit einem Serviceteam des BHKW-Herstellers als auch durch ein vom Anlagenbetreiber beauftragtes Unternehmen. Allgemein lässt sich feststellen, dass die Einstellung des BHKW im Bereich der Grenzwerte der TA-Luft einen erheblichen Einfluss auf die Güte der Verbrennung, die elektrische Leistung und den elektrischen Wirkungsgrad hat [6-25].

6.2.1.6 Wärmeauskopplung

Zur Nutzung der bei der Stromproduktion anfallenden Wärme ist es notwendig, eine Auskopplung über Wärmeübertrager vorzusehen. In einem mit Verbrennungsmotor betriebenen BHKW fällt die Wärme auf unterschiedlichen Temperaturniveaus an. Die größte Wärmemenge kann über das Kühlwassersystem des Verbrennungsmotors gewonnen werden. Aufgrund ihres Temperaturniveaus kann sie zur Bereitstellung von Heiz- bzw. Prozessenergie verwendet werden. Einen Heizverteiler zeigt Abbildung 6.7. Zur Auskopplung der Wärme aus dem Kühlwasserkreislauf kommen meist Plattenwärmeübertrager zum Einsatz [6-12]. Die ausgekoppelte Wärme wird anschließend über einen Verteiler an die einzelnen Heizkreisläufe verteilt.

Das Temperaturniveau der Abgase beträgt ungefähr 460 bis 550 °C. Zum Auskoppeln der Abgaswärme kommen Abgaswärmeübertrager aus Edelstahl, die meistens als Rohrbündelwärmeübertrager ausgeführt sind, zum Einsatz [6-12]. Typischerweise eingesetzte Wärmeträger sind Dampf in verschiedenen Druckstufen, Heißwasser und Thermoöl.

Im eigenen Betrieb kann der Wärmebedarf aus der Abwärme der BHKW recht schnell gedeckt werden. Er ist in der Regel nur im Winter hoch, im Sommer dagegen muss der Notkühler die meiste Überschusswärme abführen, wenn keine externe Wärmenutzung verfügbar ist. Neben der für die Fermenterheizung benötigten Wärme, die ca. 20 bis 40 % der gesamten anfallenden Wärmemenge beträgt, können zusätzlich z. B. Betriebs- oder Wohnräume beheizt werden. BHKW sind voll kompatibel mit der üblichen Heiztechnik und daher leicht an den Heizkreislauf anzuschließen. Für den Fall des Ausfalles des BHKW sollte der oft bereits vorhandene Heizkessel zum Notbetrieb vorgehalten werden.

Neben anderen betriebsinternen Wärmesenken (z. B. Stallheizung, Milchkühlung) kann die externe Wärmeabgabe außerhalb der Grenzen des eigenen Betriebes zum wirtschaftlichen Erfolg führen. Unter Berücksichtigung der steigenden Substratkosten für NawaRo, kann der Absatz von Wärme erst zur Wirtschaftlichkeit einer Anlage führen. Bereits durch die EEG-Novellen 2004 und 2009 wurde die Wärmenutzung besonders begünstigt (KWK-Bonus), Mit den Regelungen im EEG 2012 wurde eine sogenannte Wärmenutzungsverpflichtung eingeführt. Hiernach müssen alle Biogasanlagen, die nach dem 1.1.2012 in Betrieb gehen und die EEG-Vergütung in Anspruch nehmen möchten, ab dem 3. Betriebsjahr mindestens 60 % der anfallenden Wärme nutzen (25 % der Wärme können pauschal für die Fermenterbeheizung angerechnet werden) (siehe Kap. 7).

Wenn sich günstige Möglichkeiten für den Wärmeabsatz bieten, kann auch durch bessere Fermenterdämmung oder effektiveren Wärmeeintrag in den Fermenter eine Wärmeeinsparung im Betrieb sinnvoll sein. Zu beachten ist beim Wärmeverkauf jedoch die z. T. notwendige Kontinuität der Wärmelieferung, die häufig Wartungsintervalle und Ausfallzeiten überbrücken muss. Potenzielle Wärmenutzer sind nahegelegene gewerbliche und kommunale Einrichtungen (Gartenbaubetriebe, Fischzuchtbetriebe, Holztrocknung u. a.) oder Wohnhäuser. Ein besonderes Potenzial für die Wärmenutzung bieten Veredlungs- und Trocknungsprozesse mit hohem Wärmeenergieeinsatz. Eine weitere Alternative stellt die Kraft- Wärme-Kälte-Kopplung dar (siehe Kapitel 6.2.5.2).

Abb. 6.7: Heizverteiler [MT-Energie-GmbH]

6.2.1.7 Gasregelstrecke

Um das Biogas effektiv nutzen zu können, stellen Gasmotoren Anforderungen in Bezug auf die physikalischen Eigenschaften des Gases. Dies sind insbesondere der Druck, mit dem das Biogas dem Gasmotor zugeführt wird (meist 100 mbar) und ein definierter Volumenstrom. Falls diese Parameter die Vorgaben nicht erfüllen können, beispielsweise wenn nicht ausreichend Gas im Fermenter freigesetzt wird, werden die Motoren mit Teillast betrieben oder abgeschaltet. Um die Vorgaben sehr konstant einzuhalten und Sicherheitsanforderungen gerecht zu werden, wird eine Gasregelstrecke direkt vor dem BHKW installiert. Die Gasregelstrecke sollte einschließlich der gesamten Gasleitung nach den Richtlinien der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V. (DGVW) zugelassen sein. Alle Gasleitungen müssen entweder durch gelbe Farbe oder gelbe Pfeile kenntlich gemacht werden. Die Regelstrecke muss zwei selbständig schließende Ventile (Magnetventile), ein Absperrventil außerhalb des Aufstellraumes, eine Flammendurchschlagsicherung und einen Unterdruckwächter enthalten. Sinnvoll ist es, einen Gaszähler zur Bestimmung der Gasmenge und einen Feinfilter zum Abtrennen von Partikeln aus dem Biogas mit in die Gasstrecke zu integrieren. Wenn notwendig, wird ein Verdichter in die Strecke eingebaut. In Abbildung 6.8 ist ein Beispiel für eine Gasregelstrecke zu sehen.

Von besonderer Bedeutung für Installationen der Gasleitungen ist die Integration von Einrichtungen zum Kondensatablass, da bereits geringe Kondensatmengen aufgrund der kleinen Gasdrücke zum Verschluss der Gasleitung führen können.

6.2.1.8 Betrieb, Wartung und Aufstellräume

Die Nutzung von Biogas in BHKW setzt bestimmte Rahmenbedingungen voraus, die eingehalten und beachtet werden

Abb. 6.8: BHKW mit Gasregelstrecke [DBFZ]

müssen. Neben dem eigentlichen Betrieb sind hierbei auch vorgegebene Wartungsintervalle und Anforderungen an den Aufstellraum der BHKW-Anlage zu beachten.

Betrieb

BHKW-Anlagen arbeiten aufgrund von verschiedenen Regel-, Überwachungs- und Steuerungsmaßnahmen im Normalfall weitgehend vollautomatisch. Um eine Beurteilung des Betriebes des BHKW sicherzustellen, sollten folgende Daten zur Erstellung von Trends in einem Betriebstagebuch festgehalten werden:

- erreichte Betriebsstunden,
- Anzahl der Starts,
- Motorkühlwassertemperatur,
- Vor- und Rücklauftemperatur des Heizwassers,
- Kühlwasserdruck,
- Öldruck,
- Abgastemperatur,
- Abgasgegendruck,
- Brennstoffverbrauch,
- erzeugte Leistung (thermisch und elektrisch).

Die Daten können in der Regel über die BHKW-Steuerung erfasst und dokumentiert werden. Eine Kopplung der BHKW-Steuerung mit den Regelkreisen der Biogasanlage sowie der Datenaustausch mit einem zentralen Leitsystem bzw. die Datenfernübertragung per Internet, die auch die Ferndiagnose durch den Hersteller ermöglicht, kann häufig realisiert werden. Eine tägliche Begehung und Sichtkontrolle der Anlage sollte allerdings trotz aller elektronischen Überwachungen durchgeführt werden. Bei BHKW mit Zündstrahlmotoren sollte neben der verbrauchten Gasmenge auch der Zündölverbrauch gemessen werden.

Um eine Aussage über den thermischen Wirkungsgrad des BHKW machen zu können, sollte neben der produzierten Strommenge auch die produzierte Wärmemenge durch Wärmemengenzähler gemessen werden. So ist es außerdem möglich, eine relativ genaue Aussage über die benötigte Prozesswärme oder über die von anderen an den Heizkreislauf des BHKW angeschlossenen Verbrauchern (ggfs. Ställe usw.) benötigte Wärmemenge zu treffen.

Damit die Motoren ausreichend mit Gas versorgt werden, muss ein entsprechender Fließdruck vor Eintritt in die eigentliche Gasregelstrecke gewährleistet sein. Bei druckloser Biogasspeicherung ist hierfür eine Gasdruckerhöhung durch entsprechende Gasverdichter vorzunehmen.

Eine große Rolle für den sicheren Betrieb der Motoren spielt das Schmieröl. Durch das Schmieröl werden die im Motor entstehenden Säuren neutralisiert. Ein Austausch des Schmieröls ist infolge von Alterung, Verschmutzung und Nitrierung bzw. der Abnahme des Neutralisationsvermögens in regelmäßigen Abständen in Abhängigkeit von der Motorart, des Öls und der Betriebsstundenanzahl durchzuführen. Neben regelmäßigen Ölwechselintervallen sollte vor dem Ölwechsel eine Ölprobe entnommen werden. Diese Ölprobe kann in einem darauf spezialisierten Labor untersucht werden. Anhand der Laborergebnisse kann eine Aussage über die Länge der nötigen Ölwechselintervalle sowie über den Verschleiß des Motors getroffen werden [6-11]. Oftmals werden diese Aufgaben durch Wartungsverträge abgegeben. Um die Ölwechselintervalle zu verlängern, wird häufig die verwendete Ölmenge durch Ölwannenvergrößerungen erhöht, die von vielen Herstellern angeboten werden.

Wartung

Der Betrieb eines BHKW mit Biogas setzt voraus, dass die vorgegebenen Wartungsintervalle eingehalten werden. Dazu zählt auch die vorbeugende Instandhaltung wie z. B. Ölwechsel und Austausch von Verschleißteilen. Eine ungenügende Wartung und Instandhaltung kann zur Schädigung des BHKW führen und somit erhebliche Kosten verursachen [6-11], [6-22].

Jeder BHKW-Hersteller stellt einen Inspektions- und Wartungsplan zur Verfügung. Anhand dieser Pläne ist zu erkennen, welche Tätigkeiten in welchen Zeitabständen zur Instandhaltung und Pflege der Module durchgeführt werden müssen. Der zeitliche Abstand der verschiedenen Maßnahmen ist von Faktoren wie dem Motortyp etc. abhängig. Durch Schulungen, die vom BHKW-Hersteller angeboten werden, besteht die Möglichkeit, einige Arbeiten in Eigenregie durchzuführen [6-11].

Neben den Wartungsplänen werden auch Serviceverträge angeboten. Vor dem Kauf des BHKW sollten die Einzelheiten der Serviceverträge geklärt sein, wobei insbesondere folgende Punkte beachtet werden sollten:

- welche Arbeiten führt der Betreiber durch,
- welche Form des Servicevertrages wird vereinbart,
- wer liefert die Betriebsmaterialien,
- welche Laufzeit hat der Vertrag,
- schließt der Vertrag eine große Revision mit ein,
- wie werden außerplanmäßige Probleme behandelt.

Welche Leistungen in den Servicevertrag aufgenommen werden, ist unter anderem auch davon abhängig, welche Eigenleistungen vom Betreiber ausgeführt werden können. Von der Fachgemeinschaft Kraftmaschinen des VDMA wurden eine Spezifikation und ein Vertragsmuster für Wartungs- und Instandhaltungsverträge entwickelt. Basierend auf dieser Spezifikation entstand die VDI-Richtlinie 4680 „BHKW-Grundsätze für die Gestaltung von Serviceverträgen“. Hier können entsprechende Informationen über Inhalt und Aufbau der Verträge eingeholt werden [6-2]. Gemäß VDMA können verschiedene Vertragsformen von Serviceverträgen definiert werden.

Der **Inspektionsvertrag** umfasst alle Maßnahmen zur Feststellung und Beurteilung des Ist-Zustandes der zu inspizie-

Abb. 6.9: Aufbau eines BHKW in einem Gebäude bzw. BHKW-Container [Seva Energie AG]

renden Anlage. Die Vergütung kann in Form einer Pauschale geleistet werden oder wird nach Aufwand bemessen, wobei zu klären ist, ob Inspektionen einmalig oder regelmäßig stattfinden.

Der **Wartungsvertrag** enthält erforderliche Maßnahmen zur Erhaltung des Soll-Zustandes. Die durchzuführenden Tätigkeiten sollten in einer Liste beschrieben werden, die durch Bezugnahme Vertragsbestandteil wird. Die Tätigkeiten können periodisch oder zustandsabhängig durchgeführt werden. Die Vertragspartner können eine Vergütung nach Aufwand oder als Pauschale vereinbaren. Je nach Vertragsvereinbarung kann auch das Beheben von Störungen, die nicht vom Bediener beseitigt werden können, mit zu den Leistungen gehören.

Der **Instandsetzungsvertrag** umfasst alle erforderlichen Maßnahmen zum Wiederherstellen des Soll-Zustandes. Die durchzuführenden Tätigkeiten ergeben sich aus den Bedingungen des Einzelfalls. Die Vergütung wird normalerweise nach Aufwand festgelegt [6-1].

Der **Instandhaltungsvertrag**, auch Vollwartungsvertrag genannt, umfasst Maßnahmen, die zur Erhaltung eines sicheren Betriebs notwendig sind (Wartungs- und Reparaturarbeiten, Ersatzteilinstallation und Betriebsstoffe außer Brennstoff). Eine sogenannte Generalüberholung ist aufgrund der Vertragsdauer (in der Regel 10 Jahre) ebenfalls enthalten. Dieser Vertrag entspricht weitestgehend einer Garantieleistung. Die Vergütung erfolgt meistens in Form einer Pauschale [6-1].

Die Standzeit von Zündstrahlmotoren beträgt durchschnittlich 35.000 Betriebsstunden [6-27] [6-28], was bei 8.000 Betriebsstunden im Jahr ca. 4½ Jahren entspricht. Danach ist eine Generalüberholung des Motors nötig, wobei meist der gesamte Motor getauscht wird, da sich eine Generalüberholung wegen der niedrigen Motorpreise nicht lohnt. Bei Gas-Otto-Motoren kann von einer durchschnittlichen Standzeit von 60.000 Betriebsstunden bzw. ca. 7½ Jahren ausgegangen werden. Danach wird eine Generalüberholung des Motors durchgeführt. Hier werden fast alle Teile bis auf Motorblock und Kurbelwelle ausgetauscht. Nach der Generalüberholung ist eine Laufzeit in gleicher Höhe zu erwarten [6-2]. Die Standzeiten sind u. a. sehr von der Wartung und Pflege der Motoren abhängig, weswegen sie sehr stark variieren können.

Aufstellräume

Blockheizkraftwerke sollten nur in dafür geeigneten Gebäuden aufgestellt werden. Zur Verringerung der Geräuschemissionen sollten die Gebäude mit Schalldämmmaterial und die BHKW-Module selbst mit einer Schallschutzhaube versehen werden. Neben ausreichend Platz zum Durchführen von Wartungsarbeiten muss auf eine ausreichende Luftversorgung geachtet werden, um den Luftbedarf der Motoren decken zu können. Hierfür kann es notwendig sein, entsprechende Zu- und Abluftgebläse zu verwenden. Weitere detaillierte Anforderungen an Aufstellräume von BHKW können den Sicherheitsregeln für landwirtschaftliche Biogasanlagen entnommen werden.

Für die Aufstellung im Freien werden BHKW-Module, die in schallgedämmte Container eingebaut sind, angeboten. In diesen Containern sind normalerweise die Anforderungen an Aufstellräume vom BHKW-Hersteller realisiert. Ein weiterer Vorteil der Containerbauweise stellt die Komplettmontage der Anlage beim BHKW-Hersteller mit einem anschließenden Test dar. So lassen sich die Zeiten von der Aufstellung bis zur Inbetriebnahme auf ein bis zwei Tage reduzieren. Beispiele für die Aufstellung von BHKW zeigt Abbildung 6.9.

6.2.2 Stirlingmotoren

Der Stirlingmotor gehört zu den Heißgas- oder Expansionsmotoren. Hier wird der Kolben nicht – wie bei Verbrennungsmotoren – durch die Expansion von Verbrennungsgasen aus einer inneren Verbrennung bewegt, sondern durch die Ausdehnung (Expansion) eines eingeschlossenen Gases, welches sich infolge Energie- bzw. Wärmezufuhr einer externen Energiequelle ausdehnt. Durch diese Entkopplung der Energie- bzw. Wärmequelle von der eigentlichen Krafterzeugung im Stirlingmotor kann die benötigte Wärme aus unterschiedlichen Energiequellen, wie z. B. einem Gasbrenner, der mit Biogas betrieben wird, zur Verfügung gestellt werden.

Das grundlegende Prinzip des Stirlingmotors basiert auf dem Effekt, dass ein Gas bei einer Temperaturänderung eine gewisse Volumenänderungsarbeit verrichtet. Wird dieses Arbeitsgas zwischen einem Raum mit konstant hoher Temperatur und einem Raum mit konstant niedriger Temperatur hin- und herbewegt, ist ein kontinuierlicher Betrieb des Motors möglich. Damit wird das Arbeitsgas im Kreislauf geführt. Das Arbeitsprinzip ist

in Abbildung 6.10 dargestellt. Aufgrund der kontinuierlichen Verbrennung weisen Stirlingmotoren geringe Schadstoff- und Geräuschemissionen sowie einen geringen Wartungsaufwand auf. Sie lassen wegen der geringen Bauteilbelastungen und des geschlossenen Gaskreislaufs geringe Wartungskosten erhoffen. Die elektrischen Wirkungsgrade sind im Vergleich mit herkömmlichen Gas-Otto-Motoren geringer und liegen zwischen 24 und 28 %. Die Leistung von Stirlingmotoren ist vorrangig im Bereich unter 100 kW_{el} angesiedelt [6-33].

Wegen der äußeren Verbrennung werden nur geringe Ansprüche an die Qualität des Biogases gestellt, weshalb auch Gase mit geringen Methangehalten verwendet werden können [6-13]. In dem Verzicht auf eine Vorreinigung des Biogases könnte der größte Vorteil des Stirling-Motors gegenüber herkömmlichen Biogas-Verbrennungsmotoren liegen. Als Nachteil ist die Trägheit bei Lastwechseln zu nennen, was bei stationären Anlagen wie Blockheizkraftanlagen jedoch weniger ins Gewicht fällt als beispielsweise in Kraftfahrzeugen.

Erdgasbetriebene Stirlingmotoren sind in sehr kleinen Leistungsklassen am Markt verfügbar. Um sie jedoch konkurrenzfähig in der Biogastechnologie einzusetzen, bedarf es noch diverser technischer Weiterentwicklungen. Der Stirlingmotor kann wie Zündstrahl- oder Gas-Otto-Aggregate als BHKW eingesetzt werden. Derzeit gibt es jedoch erst wenige Pilotprojekte in Deutschland.

6.2.3 Mikrogasturbinen

Als Mikrogasturbinen oder Mikroturbinen werden kleine, schnelllaufende Gasturbinen mit niedrigen Brennkammertemperaturen und -drücken im unteren elektrischen Leistungsbereich bis 200 kW_{el} bezeichnet. Momentan gibt es verschiedene Hersteller von Mikrogasturbinen in den USA und in Europa. Mikrogasturbinen besitzen zur Verbesserung des Wirkungsgrades im Gegensatz zu „normalen“ Gasturbinen einen Rekuperator, in dem die Verbrennungsluft vorgewärmt wird. Der Aufbau einer Mikrogasturbine ist in Abbildung 6.11 dargestellt.

In Gasturbinen wird Luft aus der Umgebung angesaugt und durch einen Verdichter komprimiert. Die Luft gelangt in eine Brennkammer, in der unter Zugabe von Biogas die Verbrennung erfolgt. Die dabei stattfindende Temperaturerhöhung bewirkt eine Volumenausdehnung. Die heißen Gase gelangen in eine Turbine, wo sie entspannt werden. Dabei wird deutlich mehr Leistung abgeben als für den Antrieb des Verdichters benötigt wird. Mit der nicht zum Verdichterantrieb benötigten Energie wird ein Generator zum Zweck der Stromerzeugung angetrieben.

Bei einer Drehzahl von ca. 96.000 U/min wird ein hochfrequenter Wechselstrom erzeugt, der über eine Leistungselektronik so bereitgestellt wird, dass er in das Stromnetz eingespeist werden kann. Sollen Mikrogasturbinen für Biogas verwendet werden, sind gegenüber dem Erdgasbetrieb u. a. Änderungen an der Brennkammer und den Brennstoffdüsen erforderlich [6-8]. Die Schallemissionen der Mikrogasturbinen liegen in einem hohen Frequenzbereich und lassen sich gut dämmen.

Da das Biogas in die Brennkammer der Mikrogasturbine eingebracht werden muss, in der ein Überdruck von mehreren bar herrschen kann, ist eine Gasdruckerhöhung notwendig. Neben dem Brennkammerdruck sind strömungs- und massenstrombedingte Druckverluste über die Gasleitung, Ventile und Brenner

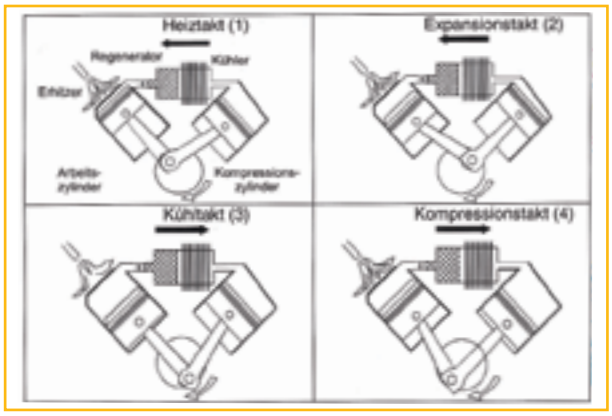


Abb. 6.10: Arbeitsweise eines Stirlingmotors aus [6-13] nach [6-20]

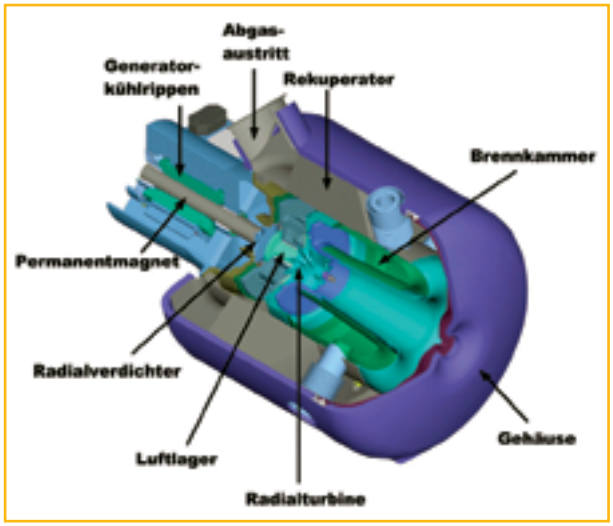


Abb. 6.11: Aufbau einer Mikrogasturbine [Energietechnologie GmbH]

zu berücksichtigen, so dass die Druckerhöhung bei bis zu 6 bar atmosphärischem Überdruck liegt. Hierzu wird der Mikrogasturbine brennstoffseitig ein Verdichter vorgeschaltet.

Unerwünschte Begleitstoffe im Biogas (vor allem Wasser und Siloxane) können die Mikrogasturbinen schädigen, weshalb eine Gastrocknung bzw. Filterung (bei Siloxangehalten über 10 mg/m^3 CH_4) durchgeführt werden muss. Eine höhere Toleranz als Gas-Motoren weist die Mikrogasturbine dabei gegenüber Schwefelgehalten auf. Mikrogasturbinen können Biogas mit Methangehalten von 35 bis 100 % verarbeiten [6-7], [6-8].

Durch kontinuierliche Verbrennung mit Luftüberschuss und geringen Brennkammerdrücken weisen Mikrogasturbinen deutlich geringere Abgasemissionen als Motoren auf. Dies ermöglicht neue Wege der Abgasnutzung wie z. B. die direkte Futtermitteltrocknung oder CO_2-Düngung von Pflanzen im Unterglasanbau. Die Abwärme ist auf einem relativ hohen Temperaturniveau verfügbar und wird nur über die Abgase transportiert. Damit kann die anfallende Wärme kostengünstiger und technisch einfacher genutzt werden als bei Verbrennungsmotoren [6-8], [6-38], [6-36].

Die Wartungsintervalle sind zumindest bei mit Erdgas betriebenen Mikrogasturbinen deutlich länger als bei Motoren. Als Wartungsintervall werden von den Herstellern 8.000 Stunden

angegeben, bei einer Lebensdauer von rund 80.000 Stunden. Nach ca. 40.000 Stunden ist eine Generalüberholung mit Austausch des Heißgasteiles vorzusehen.

Ein Nachteil der Mikrogasturbinen ist der mit knapp 30 % relativ geringe elektrische Wirkungsgrad. Der im Vergleich zu herkömmlichen Biogas-Motoren recht niedrige Wert wird jedoch durch gutes Teillastverhalten (50–100 %) und konstante Wirkungsgrade zwischen den Wartungsintervallen relativiert. Die Investitionskosten liegen, verglichen mit leistungsäquivalenten, auf Motoren basierenden Biogas-Nutzungskonzepten, um 15 bis 20 % höher [6-38]. Es wird allerdings eine Kostensenkung erwartet, wenn Mikrogasturbinen stärker im Markt vertreten sind. Zurzeit werden Versuche mit biogasbetriebenen Mikrogasturbinen durchgeführt, die praktische Relevanz ist jedoch noch nicht gegeben.

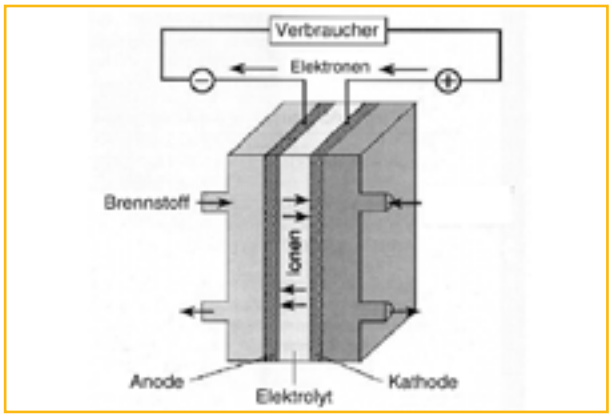


Abb. 6.12: Funktionsprinzip einer Brennstoffzelle [TI]

6.2.4 Brennstoffzellen

Die Wirkungsweise der Brennstoffzelle unterscheidet sich grundsätzlich von den herkömmlichen Arten der Energiegewinnung aus Biogasen. Die Umwandlung der chemischen Energie in Strom findet hier direkt statt. Die Brennstoffzelle garantiert hohe elektrische Wirkungsgrade von bis zu 50 % bei nahezu emissionsfreier Betriebsweise. Auch im Teillastverhalten sind gute Wirkungsgrade erreichbar.

Das Funktionsprinzip der Brennstoffzelle ist mit der Umkehrung der Elektrolyse des Wassers vergleichbar. Bei der Elektrolyse wird unter Zufuhr elektrischer Energie das Wassermolekül in Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) aufgespaltet. In einer Brennstoffzelle reagieren hingegen H_2 und O_2 unter Abgabe von elektrischer Energie und Wärme zu Wasser (H_2O). Sie benötigt somit für die elektrochemische Reaktion Wasserstoff und Sauerstoff als „Brennstoff“ [6-16]. Der Aufbau der Brennstoffzellen ist dabei prinzipiell immer gleich. Die eigentliche Zelle besteht aus zwei gasführenden Platten (Anode und Katode), die von einem Elektrolyt getrennt werden. Als Elektrolyte können in den unterschiedlichen Brennstoffzellentypen verschiedene Stoffe verwendet werden. Ein Funktionsbeispiel zeigt Abbildung 6.12.

Biogas muss grundsätzlich für den Einsatz in Brennstoffzellen aufbereitet werden. Vor allem Schwefel muss mit den im Kapitel 6.1.1 dargestellten Verfahren entfernt werden. Mit Hilfe der Reformierung des Biogases wird Methan in Wasserstoff überführt, wobei für die verschiedenen Brennstoffzellen-Typen unterschiedliche Stufen durchzuführen sind, welche in [6-30] detailliert zusammengefasst werden. Die Brennstoffzellen-Typen sind nach Art der verwendeten Elektrolyten benannt und lassen sich in Nieder- (AFC, PEMFC, PAFC, DMFC) und Hochtemperatur-Brennstoffzellen (MCFC, SOFC) unterteilen. Welche Zelle am besten für den Einsatz geeignet ist, hängt von der Art der Wärmeverwertung und den verfügbaren Leistungsklassen ab.

Die Polymer-Elektrolyt-Membran (PEM) Brennstoffzelle stellt eine erfolgversprechende Möglichkeit für den Einsatz in kleinen Biogasanlagen dar. Durch ihre Betriebstemperatur (80 °C) lässt sich die Wärme direkt in ein vorhandenes Warmwassernetz einspeisen. Die Art des verwendeten Elektrolyts lässt eine hohe Lebensdauer der PEM erwarten, sie ist jedoch sehr empfindlich gegenüber Verunreinigungen im Brenngas. Vor allem die Entfernung des bei der Reformierung entstehenden Kohlenmonoxides wird derzeit noch als kritisch angesehen.

Am weitesten entwickelt ist die PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell). Sie wird unter Verwendung von Erdgas weltweit am häufigsten eingesetzt und ist derzeit die einzige kommerziell verfügbare Brennstoffzelle, die in Praxistests bis zu 80.000 Betriebsstunden erreicht hat [6-30]. Derzeit sind PAFC-Zellen für die Biogasnutzung verfügbar, die den Leistungsbereich von 100–200 kW_{el} abdecken. Elektrische Wirkungsgrade von bis zu 40 % sind möglich. Die PAFC ist weniger empfindlich gegenüber Kohlendioxid und Kohlenmonoxid.

Die MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell) wird mit einer Karbonatschmelze als Elektrolyt betrieben und ist unempfindlich gegenüber Kohlenmonoxid und toleriert Kohlendioxid bis 40 % Volumenanteil. Aufgrund ihrer Arbeitstemperatur (600–700 °C) kann die Reformierung zellintern stattfinden. Ihre Abwärme kann beispielsweise in nachgeschalteten Turbinen weiter genutzt werden. Die MCFC-Anlagen können elektrische Wirkungsgrade von bis zu 50 % für einen Leistungsbereich von 40–300 kW_{el} erreichen und befinden sich derzeit in der Markteinführung [6-30].

Eine weitere Hochtemperatur-Brennstoffzelle ist die SOFC (Solid Oxide Fuel Cell). Sie arbeitet bei Temperaturen zwischen 600 und 1.000 °C. Sie hat hohe elektrische Wirkungsgrade (bis 50 %) und auch hier kann die Reformierung von Methan zu Wasserstoff zellintern stattfinden. Sie weist eine geringe Empfindlichkeit gegenüber Schwefel auf, was einen Vorteil bei der Verwertung von Biogas darstellt. Die Biogasanwendung befindet sich hier jedoch noch im Forschungs- bzw. Pilotprojektstadium. Ein Einsatz ist im Kleinstbereich für Mikrobiogasnetze denkbar.

Derzeit wird von den Herstellern die PEMFC bevorzugt, wobei diese in kleinen Leistungsbereichen mit der SOFC konkurriert (höhere Wirkungsgrade aber auch höhere Kosten der SOFC) [6-30]. Marktdominanz wird bislang jedoch durch die PAFC ausgeübt.

Für alle Brennstoffzellentypen sind die Investitionskosten derzeit noch sehr hoch und noch weit von motorisch betriebenen BHKW entfernt. Laut [6-30] kostet die PEMFC zwischen 4.000 und 6.000 €/kW. Zielsetzung liegt hier zwischen 1.000 und 1.500 €/kW. Inwieweit sich die Investitionskosten nach unten entwickeln und noch z.T. bestehende technische Probleme vor allem bei der Nutzung von Biogas ausgeräumt werden können, wird in verschiedenen Pilotvorhaben untersucht.

6.2.5 Abwärmenutzung stromgeführter KWK

Regeltechnische Führungsgröße von BHKW im Erdgas/Biomethan-Bereich ist in den überwiegenden Fällen der Wärmebedarf. Dies bedeutet, dass der Strom uneingeschränkt abgegeben werden kann, während das BHKW je nach Wärmebedarf betrieben wird. Dabei sollen wärmegeführte BHKW in den meisten Fällen die Grundlast des Wärmebedarfes eines Versorgungsobjektes abdecken (70–80 % des Jahresbedarfes), während der Spitzenbedarf durch zusätzliche Kessel bereitgestellt wird. Von stromgeführter KWK spricht man dagegen dann, wenn die Lastkurven des BHKW aus dem Strombedarf definiert werden. Dies kann der Fall sein, wenn keine Stromeinspeisung erfolgt oder ein relativ konstanter Strombedarf vorhanden ist. Prädestiniert dafür sind große Anlagen bzw. Industriestandorte mit ausreichenden Wärmesenken. Um hohe Laufzeiten erreichen zu können, sollten Wärmespeicher vorhanden sein und ausschließlich die Grundlast abgedeckt werden. Oftmals sind Anlagen mit einem Lastmanagement ausgestattet. Dies bedeutet, dass das BHKW in der Lage ist, im Bedarfsfall zwischen beiden Nutzungsoptionen zu wechseln, was z. B. in Wohnsiedlungen oder Krankenhäusern von Vorteil sein kann.

Praktisch handelt es sich bei Biogasanlagen mit dezentraler Verstromung in der Mehrzahl der Fälle um eine stromgeführte KWK, bei der sich die produzierte Strommenge an der maximal einspeisbaren orientiert. Diese wird nur durch die zur Verfügung stehende Gasmenge bzw. der BHKW-Größe limitiert. Eine Übersicht über die Wirtschaftlichkeit möglicher Wärmenutzungskonzepte wird in Kapitel 8.4 dargestellt.

Als dritte, zukunftsorientierte, hier aber nicht näher beleuchtete Betriebsweise, kommt noch die netzgeführte Nutzung in Frage. Dabei wird für mehrere Anlagen, von zentraler Stelle aus, ein Leistungsniveau vorgegeben (virtuelles Kraftwerk). Die grundsätzliche Wahl zwischen beiden Betriebsweisen erfolgt in erster Linie nach wirtschaftlichen Aspekten.

6.2.5.1 Wärmebereitstellung/Wärmeverteilung (Nahwärmenetze)

Ein entscheidender Faktor für den wirtschaftlichen Betrieb einer Biogasanlage mit Vorortverstromung ist der Verkauf der bei der Verstromung anfallenden Wärme. Vor allem im ländlichen Raum bietet es sich an, diese Wärme an anliegende Bewohner zu verkaufen. Für einen flächendeckenden Verkauf könnte sich in diesen Fällen die Installation von Nahwärmenetzen anbieten. Dieses Netz besteht aus einem Doppelstrang isolierter Stahl bzw. Kunststoffröhren, die das Wasser mit 90 °C (Vorlauf) und 70 °C (Rücklauf) transportieren. Die Übergabe der Wärme von der Biogasanlage in das Netz erfolgt per Wärmeübertrager, die einzelnen Gebäude sind mit Übergabestationen und Wärmemengenzählern ausgerüstet. Die Nahwärmerohre sollten über ein Leckageerkennungssystem verfügen und ausreichend tief verlegt werden (1 m), um Verkehrsbelastungen und tiefen Temperaturen stand zu halten. Weiterhin sollten folgende Punkte beachtet werden:

- rechtzeitige Vorplanung und Konzeption,
- ein hoher Grad an Mindestwärmeabnahme,
- eine ausreichende Anzahl an angeschlossenen Wohneinheiten (mind. 40),
- eine möglichst hohe Flächendichte der angeschlossenen Wohneinheiten.

Für die angeschlossenen Wärmeabnehmer ergeben sich die Vorteile der Unabhängigkeit von den großen Energiemärkten, damit verbunden eine hohe Versorgungssicherheit und letztendlich eine Senkung der Energiekosten. Bisher wurde diese Form der Wärmevermarktung in vielen Bioenergiedörfern (z. B. Jühnde, Freiamt oder Wolpertshausen) realisiert. Die Leitungslängen schwanken zwischen 4 und 8 km. Die Wirtschaftlichkeit von Nahwärmenetzen wird in Kapitel 8.4.3 näher beleuchtet.

6.2.5.2 Kälteerzeugung

Eine weitere Nutzungsmöglichkeit der anfallenden Wärme aus dem Verbrennungsprozess von Biogas ist die Umwandlung dieser Wärme in Kälte. Dies geschieht durch das sogenannte Sorptionsverfahren, welches in Adsorptions- und Absorptionskälteverfahren unterschieden wird. Beschrieben werden soll aufgrund der höheren Relevanz das Absorptionsverfahren bzw. eine Absorptionskältemaschine, wie sie prinzipiell aus alten Kühlschränken bekannt ist. Das Verfahrensprinzip wird in Abbildung 6.13 dargestellt. Ein Realisierungsbeispiel an einer Biogasanlage ist in Abbildung 6.14 zu sehen.

Zur Kälteerzeugung wird ein Arbeitsstoffpaar bestehend aus Kälte- und Lösungsmittel verwendet. Das Lösungsmittel absorbiert ein Kältemittel und wird anschließend wieder von

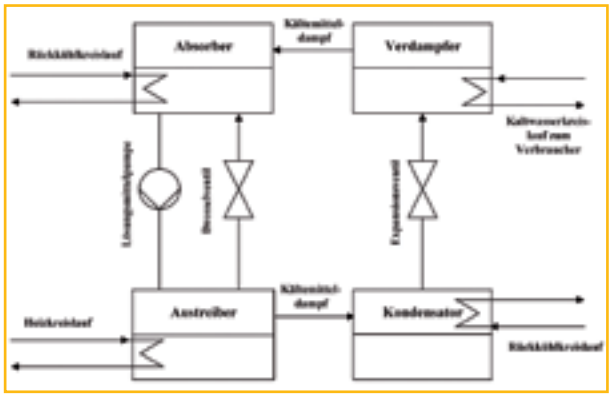


Abb. 6.13: Funktionsschema einer Absorptionskältemaschine

Abb. 6.14: Beispiel einer Absorptionskältemaschine an einer Biogasanlage [DBFZ]

ihm getrennt. Als Arbeitsstoffpaar können Wasser (Kältemittel) und Lithiumbromid (Lösungsmittel) für den Temperaturbereich 6/12 °C oder Ammoniak (Kältemittel) und Wasser (Lösungsmittel) für einen Temperaturbereich von bis zu -60 °C verwendet werden.

Lösungs- und Kältemittel werden im Austreiber voneinander getrennt. Dafür muss die Lösung erhitzt werden, wofür die vom BHKW zur Verfügung gestellte Wärme verwendet wird. Das Kältemittel verdampft aufgrund seines niedrigeren Siedepunktes zuerst und gelangt in den Kondensator. Das jetzt kältemittelarme Lösungsmittel gelangt in den Absorber. In dem Kondensator wird das Kältemittel abgekühlt und dadurch verflüssigt. Anschließend wird es in einem Expansionsventil auf den der gewünschten Temperatur entsprechenden Verdampfungsdruck entspannt. Im Verdampfer wird das Kältemittel anschließend unter Aufnahme von Wärme verdampft. Hier findet die eigentliche Kühlung des Kältekreislaufes statt, an den die Verbraucher angeschlossen sind. Der dabei entstehende Kältemitteldampf strömt zum Absorber. Im Absorber wird das Kältemittel vom Lösungsmittel aufgenommen (absorbiert), womit der Kreislauf geschlossen ist [6-12], [6-37].

Das einzige mechanisch bewegliche Bauteil ist die Lösungsmittelpumpe, wodurch der Verschleiß und damit der Wartungsaufwand dieser Anlagen sehr gering ist. Ein weiterer Vorteil von Absorptionskälteanlagen besteht in ihrem geringeren Stromverbrauch gegenüber Kompressionskälteanlagen, welche jedoch auch tiefere Temperaturen erzeugen können. Das Verfahren wird heute in verschiedenen landwirtschaftlichen Bereichen wie der Milchkühlung oder der Stallklimatisierung eingesetzt.

6.2.5.3 Nachverstromungskonzepte

Mit der ORC-Technik (Organic Rankine Cycle) steht eine Technologie zur Verfügung, welche Teile der überschüssigen BHKW-Abwärme, auch mit niedrigen Temperaturen, in elektrische Energie überführen kann. Das Prinzip dieser Technologie ist an den Dampfkraftprozess angelehnt (vergleiche [6-13]), nur dass hier als Arbeitsmedium nicht Wasser sondern Stoffe mit geringen Siede- bzw. Kondensationstemperaturen ihre Anwendung finden. Der Prozess stammt aus der geothermischen Stromerzeugung und wird dort bereits sei Jahren erfolgreich angewendet. Als Arbeitsmedium sind derzeit umweltverträgliche Stoffe (Silikonöl) in der Erprobung, womit die bisher eingesetzten, leicht entzündlichen (z. B. Tuluol, Pentan, Propan) bzw. umweltschädlichen (FCKW) vom Markt verdrängt werden sollen [6-13]. Zwar wurde der ORC-Prozess bisher schon oftmals in Kombination mit Holzheizkraftwerken realisiert, jedoch befindet sich diese Technologie in Kombination mit der motorischen Biogasverbrennung noch in der Startphase.

Schätzungsweise kann aus einem BHKW mit 1 MW_{el} ein zusätzlicher Strom von 70–100 kW_{el} (7–10 %) mittels eines ORC-Prozesses gewonnen werden [6-27].

Nach [6-18] konnte bisher ein ORC-Prototyp mit ca. 100 kW_{el} Auslegungsleistung bei einer Effizienz von 18,3 % entwickelt werden. Mittlerweile gibt es einige Biogasanlagen mit nachgeschalteter ORC-Technologie, die ihren Betrieb aufgenommen haben.

Alternativ zur ORC-Technik gibt es Entwicklungen, einen zusätzlichen Generator direkt an die Abgasturbine zu setzen und somit eine zusätzliche elektrische Leistung zu generieren und den Motorenwirkungsgrad zu steigern.

6.3 Gaseinspeisung

6.3.1 Einspeisung in das Erdgasnetz

Die Einspeisung des Biomethans erfolgt in Deutschland in ein gut ausgebautes Erdgasnetz. Sowohl in West- als auch in Ostdeutschland existieren große Erdgassysteme, die eine flächendeckende Versorgung der Bevölkerung aber auch die Abnahme von Biomethan ermöglichen. Die Gesamtnetzlänge ist mit rund 510.000 km zu beziffern [6-43]. Die Bereitstellung von Erdgas erfolgt zu einem überwiegenden Teil durch Importe aus dem europäischen Ausland (85 %). Dabei spielen vor allem Russland (41 %), Norwegen (26 %) und die Niederlande (26 %) eine tragende Rolle [6-43]. Aufgrund der unterschiedlichen Lieferanten haben sich in Deutschland fünf verschiedene Erdgasnetze herausgebildet, welche sich in der transportierten Gasqualität unterscheiden (H- und L-Gasnetze).

Die Einspeisung des aufbereiteten Biogases kann in unterschiedliche Netztypen mit verschiedenen Druckstufen erfolgen. So unterscheidet man zwischen Nieder- (bis 100 mbar), Mittel- (100 mbar bis 1 bar) und Hochdrucknetzen (1 bis 120 bar). Oftmals wird auch zwischen den vier Versorgungsebenen internationales Ferntransportnetz, überregionales Transportnetz, regionales Transportnetz und regionales Verteilungsnetz differenziert [6-5]. Für die Optimierung der Bereitstellungskosten sollte das Aufbereitungsverfahren mit seinem Ausgangsdruck an den vorhandenen Netzdruck angepasst sein, um die Kosten der Nachverdichtung zu minimieren. Für die Einleitung des aufbereiteten Biogases ist eine Druckerhöhung über den in der Transportleitung am Einspeisepunkt vorliegenden Druck erforderlich. Jeder Einspeisepunkt muss somit eine eigene Druck-Regel-Messstation zur Überwachung des Druckniveaus aufweisen.

Für die Biogaseinspeisung wurden in den vergangenen Jahren eine Reihe gesetzlicher Erleichterungen geschaffen. Neben der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (01.01.2012) konnten mit Hilfe der GasNZV (Gasnetzzugangsverordnung) und der GasNEV (Gasnetzentgeltverordnung), welche 2012 und 2010 novelliert wurden, wirtschaftlich und technisch umstrittene Fragestellungen zugunsten der Biogaseinspeisung beantwortet werden. Unter anderem wurde festgelegt, dass die Investitionskosten des Netzanschlusses, d. h. insbesondere der Gasdruckregelmessanlage, der Kompressoren und der Verbindungsleitung zum öffentlichen Erdgasnetz, bei einer Entfernung der Biogasanlage zum Gasnetz von bis zu zehn Kilometern zu 75 bzw. 25 % vom Netzbetreiber und Biogaseinspeiser zu tragen sind. Darüber hinaus ist der Anteil an den Netzanschlusskosten für den Einspeiser bei einer Entfernung von bis zu einem Kilometer auf 250.000 € begrenzt. Weiter liegen die laufenden Betriebskosten auf Seiten des Netzbetreibers. Wichtigste Neuerung war, dass dem Produzenten von Biomethan ein vorrangiger Netzanschluss und Transport

des Gases gewährt wird [6-10]. In durchflussschwachen Netzgebieten (Verteilernetz) bzw. Zeiten („laue Sommernacht“) kann somit die einzuspeisende Menge über der Aufnahmekapazität liegen, womit der Netzbetreiber das überschüssige Gas verdichten und in das übergeordnete Netz speisen muss. Die Einspeisung in Hochdrucknetze ist bislang nicht Stand der Technik. Kompressoren mit unterschiedlicher Auslegung für unterschiedliche Volumenströme sind jedoch am Markt verfügbar. Genauere Informationen zu den rechtlichen Rahmenbedingungen sind Kapitel 7 zu entnehmen.

Die qualitativen Anforderungen an das einzuspeisende Biogas werden ebenfalls geregelt und durch die einschlägigen DVGW-Regelwerke dokumentiert. Dabei gibt das Arbeitsblatt G262 Anweisungen zur Beschaffenheit von Gasen aus regenerativen Quellen, G260 regelt die Gasqualität und G685 die Abrechnung von eingespeistem Biomethan. Der Einspeiser hat das Biomethan auf die in diesen Regelwerken geforderten Qualitäten aufzubereiten, die Feinanpassung (Brennwerteinstellung, Odorierung, Druckanpassung) ist vom Netzbetreiber durchzuführen. Diese sollte auch möglichst genau erfolgen, um sogenannte Misch- und Pendelzonen zu vermeiden.

Bei einer beabsichtigten Einspeisung des Biogases würde sich grundsätzlich an der Konfiguration der Biogasanlage, bis auf den Wegfall des BHKW, nichts ändern. Durch das fehlende BHKW müssten Alternativen bei der Bereitstellung von Prozessstrom und -wärme berücksichtigt werden. Der Prozessstrom kann aus dem Netz entnommen, die Beheizung des Fermenters und die gegebenenfalls notwendige Prozesswärme der Aufbereitungstechnologien (z. B. Aminwäschen) könnten beispielsweise über Heizkessel bereitgestellt werden. Eine weitere Möglichkeit wäre der parallele Betrieb eines BHKW, das so ausgelegt ist, dass die benötigte Prozessenergie zur Verfügung gestellt werden kann. Das verbleibende Biogas würde zur Einspeisung genutzt werden können.

6.3.2 Einspeisung in Mikrogasnetze

Ein Mikrogasnetz ist eine Verbindung der Biogasanlage mit einer bzw. mehreren Gasverwertungsanlage(n) (Satelliten-BHKW) durch Rohrleitungen. Es kommt dann in Frage, wenn Biogas vor Ort nicht komplett genutzt werden kann, in akzeptabler Nähe jedoch Wärmeabnehmer vorhanden sind. Vom Prinzip her ähnelt dieses Verfahren der Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz. Der Unterschied liegt dabei im geringeren Reinigungsaufwand. Da der Energiegehalt des Gases nicht verändert werden muss, bedarf es nur einer Gastrocknung und Entschwefelung mit den unter 6.1.1 und 6.1.2 beschriebenen Verfahren. Ein weiterer Vorteil ist die verbesserte Wärmenutzung und die damit verbundene Steigerung des Gesamtwirkungsgrades.

Prinzipiell kommen zwei Verfahrensvarianten zum Einsatz: zum einen der ausschließliche Betrieb mit Biogas, zum anderen die permanente (Einstellung einer geforderten Gasqualität) bzw. zeitweise (Bedarfsspitzen) Zumischung mit Erdgas. Als präferierte Anwendungsgebiete kommen geschlossene Abrechnungseinheiten, kommunale Einrichtungen, industrielle Prozesse und landwirtschaftliche Großbetriebe in Frage.

Eine Förderung von Mikrogasnetzen nach EEG ist bisher nicht möglich, da die finanzielle Belastung sich hier überwiegend aus den Investitionskosten ergibt. Betriebskosten fallen dagegen nur in geringem Maße an. Eine Investitionsförderung ist aber über das Marktanreizprogramm möglich, welches einen Zuschuss von 30 % auf Rohbiogasleitungen ab einer Länge von 300 m gewährt [6-6].

Mikrogasnetze wurden bislang mehrfach in Deutschland realisiert, gute Beispiele sind dabei die Biogasnetze in Braunschweig bzw. am Landwirtschaftszentrum Eichhof. Da mit einem Mikrogasnetz die Vergütungsgregeln nach EEG erhalten bleiben, stellt diese Nutzungsform des Biogases somit eine effiziente Option zur Biogaseinspeisung dar.

6.4 Treibstoff für Kraftfahrzeuge

In Schweden und der Schweiz wird Biogas schon seit vielen Jahren als Treibstoff für Busse, Lastkraftwagen aber auch im privaten Bereich eingesetzt. Auch in Deutschland wurden mehrere Projekte durchgeführt, die allerdings noch keine breite Umsetzung gefunden haben. Neben einigen Biomethantankstellen, welche reines Biomethan verkaufen (z. B. Jameln), wurden Ende 2012 bereits an 288 Erdgastankstellen Biomethan in unterschiedlichen Beimischungen angeboten [6-3].

Soll Biogas als Treibstoff für Fahrzeuge eingesetzt werden, muss es auf eine für den Einsatz in derzeit üblichen Kfz-Motoren akzeptable Qualität aufbereitet werden. Neben den auf den Motor korrosiv wirkenden Stoffen wie z. B. Schwefelwasserstoff muss auch der Kohlendioxidanteil (CO_2) sowie Wasserdampf aus dem Biogas entfernt werden. Da es sich bei den angebotenen Fahrzeugen meist um Erdgasfahrzeuge handelt, ist eine Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität (vgl. Kapitel 6.3.1) ratsam.

Grundsätzlich sind gasbetriebene Fahrzeuge am weltweiten Markt verfügbar und werden von allen namhaften Kfz-Herstellern angeboten, jedoch ist das Angebot in Deutschland noch begrenzt. Die Auswahl erstreckt sich hierbei auf Modelle mit monovalenter oder bivalenter Betriebsweise. Monovalente Fahrzeuge werden nur mit Gas betrieben, besitzen aber einen

Abb. 6.15: Tankstelle mit Biogasangebot

kleinen Benzin-Notfalltank. Bei bivalenter Betriebsweise kann der Motor mit Gas oder wahlweise mit Benzin angetrieben werden. Mit unkomprimiertem Biogas ist wegen der beträchtlichen Volumina keine nennenswerte Reichweite zu erzielen. Aus diesem Grund wird das Biogas in Druckgasbehältern bei ungefähr 200 bar im Heck bzw. am Fahrzeugboden gespeichert.

Biomethan als Kraftstoff kann auf die Erfüllung der Biokraftstoffquote angerechnet werden bzw. ist alternativ außerhalb der Quotenverpflichtung zunächst bis 2015 steuerbefreit. Die Aufbereitungskosten des Biogases liegen im Bereich der Einspeiseanlagen. Hinzu kommen hier erhöhte Aufwendungen für die Verdichtung des Biomethans auf die notwendige Druckstufe.

6.5 Thermische Nutzung von Biogas

Die Verbrennung von aufbereitetem Biogas zur Wärmebereitstellung ist problemlos möglich. Die hierfür eingesetzten Brenner sind meistens Allgasgeräte, die auf verschiedene Brennstoffe umgestellt werden können. Bei Biogas, welches nicht auf Erdgasqualität aufbereitet wurde, muss eine Anpassung der Geräte an den Biogasbetrieb erfolgen. Bei Geräten, die Teile aus Buntmetall und niederen Stahllegierungen enthalten, ist durch den im Biogas enthaltenden Schwefelwasserstoff mit Korrosion zu rechnen, weswegen diese Metalle ausgetauscht werden müssen bzw. das Biogas zu reinigen ist.

Es kann zwischen atmosphärischen Brennern und Gebläsebrennern unterschieden werden. Atmosphärische Geräte beziehen die Verbrennungsluft durch Selbstansaugung aus der Umgebung. Der benötigte Gasvordruck liegt bei ungefähr 8 mbar und kann häufig von der Biogasanlage bereitgestellt werden. Bei Gebläsebrennern wird die Verbrennungsluft durch ein Gebläse zugeführt. Der benötigte Vordruck des Brenners liegt bei mindestens 15 mbar. Zur Bereitstellung des benötigten Gasvordruckes ist u. U. die Verwendung von Gasverdichtern notwendig [6-12].

Die Nutzung von Biogas zur Wärmeerzeugung hat durch die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz an Bedeutung gewonnen. Das Gesetz schreibt dem Eigentümer von nach dem 01.01.2009 errichteten Gebäuden vor, dass die Wärmeerzeugung über erneuerbare Energien zu erfolgen hat. Allerdings ist dieses Gesetz neben der Begrenzung auf Neubauten (mit Ausnahme von Baden-Württemberg) bei der Verwendung von Biogas auf Wärme aus KWK-Anlagen beschränkt.

6.6 Literaturverzeichnis

[6-1] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE), Energiereferat der Stadt Frankfurt Referat 79A.2, BHKW-Kenndaten 2001

[6-2] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE), Energiereferat der Stadt Frankfurt Referat 79A.2, BHKW-Kenndaten 2005

[6-3] Biomethan auf der Überholspur, www.dena.de/presse-medien/pressemitteilungen/biomethan-auf-der-ueberholspur.html, zuletzt besucht 28.3.2013

[6-4] Brauckmann, J.: Planung der Gasaufbereitung eines mobilen Brennstoffzellenstandes. Diplomarbeit, Fraunhofer UMSICHT und FH Münster, 2002

[6-5] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (Hrsg.): Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, Leipzig, 2006

[6-6] Daniel, J.; Scholwin, F.; Vogt, R.: Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland, Materialband: D – Biogasnutzung, 2008

[6-7] Dielmann, K. P.; Krautkremer, B.: Biogasnutzung mit Mikrogasturbinen in Laboruntersuchungen und Feldtests, Stand der Technik und Entwicklungschancen, Elftes Symposium Energie aus Biomasse Biogas, Pflanzenöl, Festbrennstoffe, Ostbayrisches Technologie-Transfer-Institut e. V. (OTTI) Regensburg, Tagungsband, 11/2002

[6-8] Dielmann K. P.: Mikrogasturbinen Technik und Anwendung, BWK Das Energie-Fachmagazin, 06/2001, Springer VDI Verlag, 2001

[6-9] Dena biogaspartner, Mitteilung März 2013

[6-10] Gasnetzzugangsverordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), zuletzt geändert durch Artikel 4 der Verordnung vom 30. April 2012 (BGBl. I S. 1002)

[6-11] Heinze, U.; Rockmann, G.; Sichting, J.: Energetische Verwertung von Biogasen, Bauen für die Landwirtschaft, Heft Nr. 3, 2000

[6-12] Jäkel, K.: Managementunterlage „Landwirtschaftliche Biogaserzeugung und -verwertung“, Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft, 1998/2002

[6-13] Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.: Energie aus Biomasse Grundlagen, Techniken und Verfahren, Springer-Verlag, 2009

[6-14] Neumann, T.; Hofmann, U.: Studie zu Maßnahmen zur Minderung von Formaldehydemissionen an mit Biogas betriebenen BHKW, erschienen in der Schriftenreihe des Landesamtes für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie, Heft 8/2009, Dresden

[6-15] Novellierung der TA-Luft beschlossen, Biogas Journal Nr. 1/2002, Fachverband Biogas e. V., 2002

[6-16] Mikro-KWK Motoren, Turbinen und Brennstoffzellen, ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V., Verlag Rationeller Erdgaseinsatz

[6-17] Mitterleitner, Hans: persönliche Mitteilung 2004

[6-18] ORC-Anlage nutzt Abwärme aus Biogasanlagen, www.energynet.de/2008/04/23/orc-anlage-nutzt-abwarme-aus-biogasanlagen/, zuletzt besucht: 05.08.2009

[6-19] Polster, A.; Brummack, J.; Mollekopf, N.: Abschlussbericht 2006 – Verbesserung von Entschwefelungsverfahren in landwirtschaftlichen Biogasanlagen, TU Dresden

[6-20] Raggam, A.: Ökologie-Energie, Skriptum zur Vorlesung, Institut für Wärmetechnik, Technische Universität Graz, 1997
[6-21] Ramesohl, S.; Hofmann, F.; Urban, W.; Burmeister, F.: Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse, Studie im Auftrag von BGW und DVGW, 2006
[6-22] Rank, P.: Wartung und Service an biogasbetriebenen Blockheizkraftwerken, Biogas Journal Nr. 2/2002, Fachverband Biogas e.V., 2002
[6-23] Richter, G.; Grabbert, G.; Shurrab, M.: Biogaserzeugung im Kleinen, Gwf-Gas Erdgas (1999), Nr. 8, S.528–535
[6-24] Swedish Gas Center: Report SGC 118 – Adding gas from biomass to the gas grid, Malmö, 2001, verfügbar unter: www.sgc.se/dokument/sgc118.pdf
[6-25] Schlattmann, M.; Effenberger, M.; Gronauer, A.: Abgasemissionen biogasbetriebener Blockheizkraftwerke, Landtechnik, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster, 06/2002
[6-26] schmittenertec GmbH, www.schmitt-enertec.de/deutsch/bhkw/bhkw_technik.htm, Zugriff 31.07.09
[6-27] Schneider, M.: Abwärmenutzung bei KWK – innovative Konzepte in der Verbindung mit Gasmotoren, Kooperationsforum Kraft-Wärme-Kopplung – Innovative Konzepte für neue Anwendungen, Nürnberg, 28. September 2006
[6-28] Schnell, H-J.: Schulungen für Planer- und Servicepersonal, Biogas Journal Nr. 2/2002, Fachverband Biogas e.V.,
[6-29] Schönbucher, A.: Thermische Verfahrenstechnik: Grundlagen und Berechnungsmethoden für Ausrüstungen und Prozesse, Springer-Verlag, Heidelberg, 2002
[6-30] Scholz, V.; Schmersahl, R.; Ellner J.: Effiziente Aufbereitung von Biogas zur Verstromung in PEM-Brennstoffzellen, 2008
[6-31] Solarenergieförderverein Bayern e.V.: Biogasaufbereitungssysteme zur Einspeisung in das Erdgasnetz – Ein Praxisvergleich, München, 2008
[6-32] Termath, S.: Zündstrahlmotoren zur Energieerzeugung Emissionen beim Betrieb mit Biogas, Elftes Symposium Energie aus Biomasse Biogas, Pflanzeöl, Festbrennstoffe, Ostbayrisches Technologie-Transfer-Institut e.V. (OTTI), Regensburg, Tagungsband, 11/2002
[6-33] Thomas, B.: Stirlingmotoren zur direkten Verwertung von Biobrennstoffen in dezentralen KWK-Anlagen, Vortrag Staatskolloquium BWPLUS, Forschungszentrum Karlsruhe, 7. März 2007
[6-34] Urban, W.; Girod, K.; Lohmann, H.: Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz, Ergebnisse der Markterhebung 2007–2008
[6-35] Weiland, P.: Neue Trends machen Biogas noch interessanter, Biogas Strom aus Gülle und Biomasse, top agrar Fachbuch, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster-Hiltrup, 2002
[6-36] Weiland, P.: Notwendigkeit der Biogasaufbereitung, Ansprüche einzelner Nutzungsrouten und Stand der Technik, Vortrag im Rahmen des FNR-Workshops „Aufbereitung von Biogas“ vom 17./18.06.2003 in Braunschweig
[6-37] Wie funktioniert eine Absorptionskältemaschine, www.bhkw-info.de/kwkk/funktion.html Zugriff 05.08.2009
[6-38] Willenbrink, B.: Einsatz von Micro-Gasturbinen zur Biogasnutzung, Erneuerbare Energien in der Land(wirt)schaft 2002/2003 – Band 5, 1. Auflage Dezember 2002, Verlag für land(wirt)schaftliche Publikationen, Zeven
[6-39] Willenbrink, B.: Einsatz von Micro-Gasturbinen zur Biogasnutzung, Firmenschrift PRO2
[6-40] ASUE (2011): BHKW Kenndaten
[6-41] Aschmann V.; Kissel R.; Gronauer, A.: Umweltverträglichkeit biogasbetriebener BHKW in der Praxis, Landtechnik 2/2008, S. 77-79
[6-42] Baumgarten, G.; Ungerank, M.; Schnitzer, Chr.; Kobus, A.: Hochleistungspolymere erzeugen Biomethan, Artikel in elements – der Forschungsnewsletter von Evonik, Nr. 36, Essen, 2011
[6-43] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Referat 603 und Bundeskartellamt, Arbeitsgruppe Energie-Monitoring, Monitoringbericht 2012, Bonn, 2013

7 RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN DER ENERGIEGEWINNUNG AUS BIOGAS

Biogas leistet einen wichtigen Beitrag zur nachhaltigen Erzeugung von Strom, Wärme und Kraftstoffen. Ende 2012 waren in Deutschland rund 7.600 Biogaserzeugungsanlagen in Betrieb. Diese Entwicklung ist im Wesentlichen auf die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien im Rahmen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) sowie auf baurechtliche Privilegierungen nach dem Baugesetzbuch (BauGB) zurückzuführen. Die rechtlichen Rahmenbedingungen lassen den weiteren Ausbau der Erzeugung von Strom und Wärme aus Biogas zu. Allerdings befindet sich das wirtschaftliche Umfeld im Wandel, vor allem aufgrund ständig steigender Substratpreise. Auch lassen die politische Unterstützung und gesellschaftliche Akzeptanz nach. Die Diskussion um die künftige Ausgestaltung des EEG zur weiteren Förderung von Biogasanlagen trägt zur erheblichen Verunsicherung und zur Zurückhaltung bei Investitionsentscheidungen auf Seiten der Betreiber von Biogasanlagen bei.

In diesem Kapitel werden – im Wesentlichen aus Sicht bestehender und potenzieller Betreiber von Biogasanlagen – die rechtlichen Rahmenbedingungen der Erzeugung von Strom und Wärme aus Biogasanlagen mit Stand April 2013 dargestellt.

7.1 Finanzierung von Biogasanlagen

Die Finanzierung von Biogasanlagen in Deutschland mit einem Investitionsvolumen von in der Regel mehreren hunderttausend Euro bis mehreren Mio. Euro pro Anlage ist im Vergleich zu den vergangenen Jahren (2004–2011) schwieriger geworden. Dafür sind mehrere Gründe maßgeblich:

- Kürzung der EEG-Stromeinspeisevergütung durch das EEG 2012,
- verschärfte Anforderungen an den Anlagenbetrieb durch das EEG 2012,
- Entwicklungstendenzen stetig steigender Substratpreise, d. h. stetig steigender Betriebskosten,
- veränderte Risikoeinstufung bei der Finanzierung von Biogaserzeugungsanlagen durch die finanzierenden Banken, nachdem erste Biogasanlagenprojekte notleidend wurden und weitere Finanzierungsprojekte die Wirtschaftlichkeitsprognosen verfehlt haben und auch perspektivisch verfehlen werden sowie
- erhöhtes Sicherungsinteresse der finanzierenden Bank.

Praxistipp: Betreiber von Biogasanlagen sollten frühzeitig Kontakt mit spezialisierten finanzierenden Banken aufnehmen und sich dabei auf eine zunehmend restriktive Kreditgewährung einstellen.

Die Finanzierung von Biogasanlagen erfordert auf Seiten der finanzierenden Banken sehr gute Markt- und Branchenkenntnisse auf dem Markt für Substrate, Anlagentechnologien und Anlagenhersteller. Einige Banken sind bei der Finanzierung von Biogasprojekten seit mehreren Jahren schwerpunktmäßig und überregional tätig. Diese Bankinstitute haben zumeist ein erfahrenes, interdisziplinäres Team für die Beratung der Kreditnehmer, Marktbeobachtung und Analyse sowie die Entscheidung über die Kreditstrukturierung und Kreditzusagen aufgebaut.

In aller Regel machen die finanzierenden Banken eine Kreditzusage für eine Biogasanlage von allgemeinen Anforderungen an eine Projektfinanzierung abhängig:

- grundbuchliche Sicherheiten,
- Sicherungsübereignung,
- Bürgschaften bzw. Patronatserklärungen.

Darüber hinaus stellen die finanzierenden Banken bei der Finanzierung von Biogasanlagen folgende zusätzliche Bedingungen:

- vertragliches Eintrittsrecht der finanzierenden Bank in alle wichtigen, die Biogasanlage betreffenden Verträge (z. B. Substratlieferverträge, Betriebsführungsvertrag etc.) und
- Nachweis der langfristigen vertraglichen Sicherung der Substratlieferungen, die letztlich der Auslastung und Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage dienen (hoher prozentualer Anteil der langfristig abgesicherten Substratlieferung über z. B. mindestens fünf oder zehn Jahre; hoher Eigenanteil des Substrateinsatzes aus dem Gesellschafterkreis bei landwirtschaftlichen Biogasprojekten).

Praxistipp: Der Betreiber bzw. Projektentwickler einer Biogasanlage sollte seine finanzierende Bank in einem frühzeitigen Planungsstadium einbeziehen und deren Anforderungen und Kriterien an die Projektfinanzierung bereits bei der Gestaltung und Verhandlung wichtiger Verträge berücksichtigen.

Projektentwickler/Anlagenbetreiber haben dabei auch zu berücksichtigen, dass Banken für die Finanzierung von Biogasanlagen in Deutschland Risikozuschläge bei der Höhe des Kreditzinssatzes einrechnen bzw. die Finanzierung ungesicherter Projekte ablehnen. Ungesicherte Projekte sind solche, bei denen die Substratlieferung nicht langfristig und/oder zu nicht kalkulierbaren Preisen gesichert ist.

Praxistipp: Projektentwickler/Anlagenbetreiber sollten frühzeitig zwei oder drei branchenkundige, erfahrene und spezialisierte Banken ansprechen. Soweit mit vertretbarem Aufwand möglich, sollten Kreditverhandlungen mit zwei oder drei Banken parallel geführt werden.

Bei der Kreditfinanzierung sollte geprüft werden, ob, inwieweit und zu welchen Konditionen staatliche Förderungen (z. B. vergünstigte KfW-Kredite) in Anspruch genommen werden können.

Bei der Finanzierung von Biogasanlagen ist zu beachten, dass bereits begonnene Projekte und Vorhaben von Banken in aller Regel nicht finanziert und durch staatliche Förderprogramme jedenfalls nicht gefördert werden.

7.2 Versicherung von Biogasanlagen

Einen weiteren wichtigen Aspekt bildet in rechtlicher, finanzieller und wirtschaftlicher Hinsicht der Versicherungsschutz beim Bau und Betrieb einer Biogasanlage.

Für die Bauphase ist zu prüfen, ob für die Errichtung technischer Anlagen typische Versicherungen seitens des Bauherren und/oder Anlagenbetreibers, seitens des Generalunternehmers oder des Anlagenherstellers abzuschließen sind.

Für die Betriebsphase sollten unbedingt die beiden folgenden Versicherungen abgeschlossen werden:

- eine Maschinenbruchversicherung (ersetzt den Sachschaden bei defekten Anlagenkomponenten) sowie
- eine Betriebsunterbrechungsversicherung (ersetzt Vermögensschäden).

Spezialisierte Versicherungsgesellschaften bieten aufeinander abgestimmte Versicherungskonzepte mit umfassendem Versicherungsschutz an – bis hin zu einer All-Gefahren-Versicherung in einer einzigen Versicherungspolice. Sofern letzteres nicht in Anspruch genommen wird bzw. nicht im Komplettpaket enthalten ist, ist auch eine Umweltbasishaftung zu empfehlen. Damit

Praxistipp: Es empfiehlt sich, frühzeitig mit einer entsprechend spezialisierten und branchenkundigen Versicherungsagentur bzw. einem unabhängigen Versicherungsmakler Kontakt aufzunehmen, um den optimalen und umfassenden Versicherungsschutz für die Errichtung und den Betrieb einer Biogasanlage zu definieren und zu vereinbaren.

werden mögliche Umweltschäden (u. a. Gewässerverunreinigungen) durch die Biogasanlage abgedeckt. Branchenüblich werden die Sach- und Vermögensversicherungen zumeist einzeln bei derselben Versicherungsgesellschaft abgeschlossen.

Seit dem Jahr 2012 ist es für einige Betreiber von Biogasanlagen schwieriger geworden, überhaupt bzw. zu angemessenen Prämien adäquaten Versicherungsschutz zu erlangen. Nicht nur in Einzelfällen kündigen Versicherungsgesellschaften bestehende Versicherungen gegenüber den Anlagenbetreibern. Einige Bestandsanlagen bestimmter Hersteller, die älter als zwei Jahre sind, sind nur noch schwer versicherbar. Führende Versicherungsgesellschaften fordern zunehmend, dass die Anlagenhersteller bei ihnen zertifiziert sind. Einige zertifizierte Anlagenhersteller bieten den Anlagenbetreibern einen kompletten Versicherungsschutz über mehrere Jahre mit an.

Zukünftig dürften die Versicherungsprämien sowohl bei den Sachversicherungen als auch bei den Vermögensversicherungen aufgrund der Schadensentwicklung stetig ansteigen.

7.3 Genehmigung von Biogasanlagen

Die Errichtung und der Betrieb einer Biogasanlage bedürfen einer Genehmigung. Dabei kommen zwei unterschiedliche Genehmigungsverfahren in Betracht:

- Baugenehmigung nach dem BauGB [7-1] und der jeweils geltenden Landesbauordnung,
- Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) [7-2].

Welches der beiden Genehmigungsverfahren vom Anlagenbetreiber zu wählen ist, richtet sich nach der Kapazität und der Leistung der geplanten Anlage und nach den Substraten, die in der Anlage zum Einsatz kommen sollen.

Biogasanlagen haben sowohl die Anforderungen aus dem Baurecht als auch die Vorgaben aus dem Immissionsschutzrecht einzuhalten. Auch von einer „nur“ nach Baurecht genehmigten Anlage dürfen keine nach dem Immissionsschutzrecht untersagten schädlichen Umwelteinwirkungen ausgehen.

Die Verwaltungspraxis der Genehmigungsbehörden bei der Genehmigung von Biogasanlagen weicht zum Teil erheblich von Bundesland zu Bundesland und zum Teil auch innerhalb eines Bundeslandes von Landkreis zu Landkreis ab.

Praxistipp: Es empfiehlt sich, frühzeitig an die zuständigen Genehmigungsbehörden heranzutreten und das Anlagenkonzept sowie den Genehmigungsantrag abzustimmen. Zwar kann dies zu Verzögerungen im frühen Planungsstadium führen. Es lassen sich jedoch häufig spätere Konflikte und Zeitverzögerungen vermeiden.

7.3.1 Das baurechtliche Genehmigungsverfahren

Jede Biogasanlage ist eine „bauliche Anlage“ und bedarf daher zumindest der Baugenehmigung nach dem Baugesetzbuch in Verbindung mit der jeweils geltenden Landesbauordnung.

Die Genehmigungsbehörde prüft zum einen, ob die Anlage an dem vorgesehenen Standort realisiert werden darf. Dies richtet sich nach dem BauGB.

Zum anderen prüft die zuständige Behörde im Baugenehmigungsverfahren die bauliche Art und Weise des konkreten Bauvorhabens (Bauordnungsrecht nach der jeweiligen Landesbauordnung).

Bauplanungsrecht nach dem BauGB

Für die Prüfung der bauplanungsrechtlichen Zulässigkeit ist zu unterscheiden zwischen Biogasanlagen, die im Bereich eines Bebauungsplans errichtet werden und solchen, die sich im unbeplanten Außenbereich befinden.

Biogasanlagen im Bereich eines Bebauungsplans

Sofern der Standort der geplanten Biogasanlage in einem Gebiet liegt, für das ein Bebauungsplan vorliegt, sind dessen Festsetzungen für die Genehmigung der Biogasanlage maßgeblich. Das Bauvorhaben ist dann zulässig, wenn es den Vorgaben des Bebauungsplans entspricht und die Erschließung gesichert ist, vgl. § 30 Absatz 1 BauGB.

Bei vielen Biogasprojekten stellt die Gemeinde einen sogenannten vorhabenbezogenen Bebauungsplan auf. Dieser bezieht sich allein auf das konkrete Vorhaben und damit auf die Errichtung einer Biogasanlage. Hierzu wird zunächst ein Vertrag zwischen der Gemeinde und dem (zukünftigen) Anlagenbetreiber geschlossen. Dabei findet regelmäßig eine enge Abstimmung zwischen der Gemeinde und dem Anlagenbetreiber statt. Der vorhabenbezogene Bebauungsplan enthält häufig genaue Festsetzungen über die Einzelheiten des Anlagenkonzepts. Allerdings hat der Anlagenbetreiber keinen Rechtsanspruch auf den Erlass eines solchen vorhabenbezogenen Bebauungsplans.

Privilegierung von Biogasanlagen im Außenbereich

Häufig befindet sich der Standort der geplanten Biogasanlage im Außenbereich, in der Regel in unmittelbarer Nähe zum landwirtschaftlichen Betrieb des Anlagenbetreibers. Die Genehmigungsfähigkeit der Anlage richtet sich dann nach § 35 BauGB.

Grundsätzlich darf der Außenbereich nicht bebaut werden. Das BauGB lässt jedoch einige Vorhaben gerade in diesem Bereich zu. Zu diesen privilegierten Vorhaben gehören auch Biogasanlagen, die am Standort eines landwirtschaftlichen Betriebs errichtet werden. Es bestehen gemäß § 35 Absatz 1 Nummer 6 BauGB die folgenden Voraussetzungen:

- Die Biogasanlage muss einem landwirtschaftlichen Betrieb organisatorisch zugeordnet sein. Der Inhaber des landwirtschaftlichen Betriebs muss gleichzeitig Eigentümer der Biogasanlage sein oder zumindest einen maßgeblichen Einfluss auf die Betreibergesellschaft haben. Er muss also zumindest die Mehrheit der Anteile an der Betreibergesellschaft halten.
- Die in der Biogasanlage eingesetzte Biomasse muss „überwiegend“, also zu mehr als 50 %, aus dem zugeordneten landwirtschaftlichen Betrieb oder nahe gelegenen Betrieben stammen. Durch diese Beschränkung soll verhindert werden, dass es zu erheblichem Verkehrsaufkommen wegen des Transports der Einsatzstoffe kommt.
- Für jede Hofstelle ist nur eine Biogasanlage zulässig.

Im Zuge der Baurechtsnovelle vom Frühjahr 2013 sind die Genehmigungsvoraussetzungen für Biogasanlagen im Außenbereich weiter vereinfacht worden. Bisher waren Biogasanlagen nur dann im Außenbereich zulässig, wenn ihre Erzeugungskapazität bei maximal 2,3 Mio. Nm^3/a Rohbiogas und ihre Feuerungswärmeleistung bei maximal 2,0 MW lag.

Die Obergrenze von 2,0 MW Feuerungswärmeleistung wird mit Inkrafttreten der Neuregelungen im Herbst 2013 aufgehoben. Im novellierten Baugesetzbuch [7-3] gilt ausschließlich die Bedingung der maximalen Erzeugungskapazität von 2,3 Mio. Nm^3/a. Damit können auch Biogasanlagen im Außenbereich von den Möglichkeiten der flexiblen Stromvermarktung Gebrauch machen.

Sofern die genannten Anforderungen nicht erfüllt werden, kann eine Biogasanlage als ein sonstiges Vorhaben gemäß § 35 Absatz 2 BauGB von der Baugenehmigungsbehörde genehmigt werden. Danach sind Bauvorhaben im Außenbereich nur dann genehmigungsfähig, wenn sie allgemeine öffentliche Belange nicht beeinträchtigen und die Erschließung gesichert ist.

Praxistipp: Die Genehmigungsbehörde kann in die Genehmigung einer Biogasanlage im Außenbereich auch Nebenbestimmungen aufnehmen, wonach die Mehrheitsbeteiligung des Inhabers des landwirtschaftlichen Betriebs an der Betreibergesellschaft der Biogasanlage dauerhaft erforderlich ist. Ob solche Nebenbestimmungen tatsächlich erforderlich sind, kann die Behörde im Einzelfall anhand der Regelungen des Gesellschaftsvertrags prüfen. Der Gesellschaftsvertrag der Betreibergesellschaft kann somit dem Nachweis der Genehmigungsvoraussetzungen dienen.

Bauordnungsrecht nach der jeweiligen Landesbauordnung

Zusätzlich zur bauplanungsrechtlichen Zulässigkeit prüft die zuständige Behörde, ob die Biogasanlage dem Bauordnungsrecht entspricht. Hierbei geht es um die bauliche Einbindung und Beschaffenheit der Anlage selbst.

Die Anforderungen sind in den jeweiligen Landesbauordnungen geregelt und daher je nach Bundesland verschieden. Die Grundstruktur der Bauordnungen der einzelnen Bundesländer ist jedoch vergleichbar. Geregelt sind etwa Abstandsflächen zu Nachbargrundstücken, Brandschutzvorkehrungen oder Gebäudetechnik.

Die Bauaufsichtsbehörde prüft im Rahmen des Genehmigungsverfahrens insbesondere die Betriebssicherheit potenziell gefährlicher Anlagen mit Feuerstätten, Gasbehältnissen, Rohrleitungen oder ähnlichen Vorrichtungen zum Umgang mit brennbaren Gasen oder anderen gefährlichen Stoffen.

Rechtsschutz der Nachbarn

Nachbarn in unmittelbarer Nähe zum Standort einer Biogasanlage steht ein einklagbares Recht auf Einhaltung dieser baurechtlichen Vorgaben des BauGB, der Baunutzungsverordnung und auch der Bauordnung des entsprechenden Bundeslandes zu. Bei einem Widerspruch des Nachbarn oder bei Klageerhebung gegen eine bereits erteilte Baugenehmigung muss der Anlagenbetreiber die weitere Realisierung des Bauvorhabens in der Regel nicht stoppen. Denn die Rechtsbehelfe des Nachbarn gegen eine Baugenehmigung haben gemäß § 212a BauGB keine aufschiebende Wirkung.

7.3.2 Das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren

Das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren ist komplexer sowie regelmäßig zeitlich, organisatorisch und finanziell aufwändiger als das baurechtliche Genehmigungsverfahren.

Anlagen bedürfen immer dann einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung, wenn sie schädliche Umwelteinwirkungen hervorrufen oder von ihr in anderer Weise erhebliche Belästigungen und Nachteile für die Allgemeinheit oder die Nachbarschaft ausgehen können.

Im Unterschied zur baurechtlichen Genehmigung entfaltet die Genehmigung nach dem BImSchG eine sogenannte Konzentrationswirkung. Das bedeutet, dass die meisten behördlichen Prüfungen und Entscheidungen zu der geplanten Anlage von der BImSchG-Genehmigung umfasst sind (Ausnahme: Wasserrecht). Hierin unterscheidet sich die immissionsschutzrechtliche Genehmigung von der Baugenehmigung.

Die immissionsschutzrechtliche Genehmigung wird jedoch nur dann erteilt, wenn auch die Anforderungen des BauGB, der jeweiligen Landesbauordnung sowie des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung [7-4] (UVPG) erfüllt sind.

Praxistipp: Das – zweifelsohne aufwändigere – immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren bietet durchaus Vorteile. Denn hierdurch werden die unterschiedlichen Verfahren bei nur einer zuständigen Genehmigungsbehörde gebündelt und es kann in einem frühzeitigen Planungsstadium Rechtssicherheit erlangt werden.

Biogasanlagen, die einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung bedürfen

Die zum 1. Juni 2012 novellierte 4. BImSchV [7-5] enthält im Anhang eine abschließende Aufzählung der Anlagen, für die eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung einzuholen ist. Gemäß Ziffer 1.15 des Anhangs zur 4. BImSchV bedürfen Anlagen zur Biogaserzeugung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung ab einer Erzeugungskapazität von 1,2 Millionen Kubikmetern Rohbiogas pro Jahr.

Der Anhang zur 4. BImSchV enthält verschiedene Tatbestände, die ebenfalls die Genehmigungspflicht begründen. So besteht die Pflicht zur Beantragung einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung weiterhin leistungsabhängig ab einer Feuerungswärmeleistung des mit Biogas betriebenen BHKW oder einer Gasturbine von 1 MW.

Daneben bedürfen Biogasanlagen der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung, die im Zusammenhang mit einem genehmigungsbedürftigen Tierhaltungsbetrieb errichtet werden. Außerdem löst die Lagerung von gefährlichen und nicht gefährlichen Abfällen (vgl. Ziffer 8.12 a) bzw. b) der Spalte 2 des Anhangs zur 4. BImSchV) und die Errichtung eines Güllelagers mit einem Fassungsvermögen von 6.500 Kubikmetern (vgl. Ziffer 8.12 b) bb) der Spalte 2 des Anhangs zur 4. BImSchV) die Genehmigungspflicht nach dem BImSchG aus.

Durch die ausdrückliche Auflistung von Biogaserzeugungsanlagen mit einer Erzeugungskapazität von 1,2 Millionen Kubikmetern Rohbiogas in der 4. BImSchV ist die Schwelle für die Genehmigungspflicht im Vergleich zu den Vorgängerregelungen deutlich abgesenkt worden. Daher bedürfen eine Reihe von bisher genehmigungsfreien Anlagen nunmehr einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung. Anlagenbetreiber, deren Anlagen genehmigungspflichtig geworden sind, müssen dies gemäß § 67 Absatz 2 BImSchG bei der Genehmigungsbehörde anzeigen. Nach Erstattung der Anzeige hat der Anlagenbetreiber innerhalb von zwei Monaten bestimmte Genehmigungsunterlagen der Genehmigungsbehörde vorzulegen. Die Anzeige der Genehmigungspflicht einer Biogasanlage war innerhalb von drei Monaten nach Inkrafttreten der geänderten 4. BImSchV, d. h. bis spätestens zum 31. August 2012, bei der zuständigen Immissionsschutzbehörde einzureichen. Betreiber von Biogasanlagen, die diese Anzeige und nachfolgende Genehmigung versäumt haben, sind auch nach Ablauf der Frist verpflichtet, die Genehmigung ihrer Biogasanlagen einzuholen. Ein Unterlassen von Anzeige und Genehmigung kann gegebenenfalls mit einem Bußgeld geahndet werden.

Praxistipp: Betreiber von Bestandsanlagen mit einer Erzeugungskapazität von mindestens 1,2 Mio. Kubikmetern Rohbiogas sollten prüfen, ob ihre Anlage immissionsschutzrechtlich genehmigt ist. Sollte dies nicht der Fall sein, sollte eine entsprechende Anzeige und Genehmigung bei der zuständigen Behörde nachgeholt werden.

Genehmigungsverfahren

Bei der Durchführung eines BImSchG-Genehmigungsverfahrens sind im Wesentlichen folgende Verfahrensschritte zu beachten:

- Noch vor der Antragstellung kann der Anlagenbetreiber eine Vorabberatung mit der zuständigen Antragsbehörde suchen (sogenanntes „Scoping“). Im Rahmen dieser Beratung sollen besondere Genehmigungsvoraussetzungen für den gewählten Standort sowie auch der zeitliche Ablauf des Genehmigungsverfahrens abgestimmt werden.
- Der Anlagenbetreiber reicht den Genehmigungsantrag bei der zuständigen Genehmigungsbehörde ein. Zu den erforderlichen Unterlagen zählen genaue Standortangaben sowie Beschreibungen über das Verfahren zur Biogaserzeugung. Auch müssen die vorgesehenen Maßnahmen zur Vermeidung von schädlichen Umwelteinwirkungen bereits mit dem Genehmigungsantrag eingereicht werden. Ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung erforderlich, so ist eine umfangreiche Beschreibung der Umwelt sowie der zu erwartenden Auswirkungen des Vorhabens vorzunehmen. Die Behörde hat den Antrag gemäß § 10 Absatz 6a BImSchG binnen drei Monaten im vereinfachten Verfahren bzw. sieben Monaten im förmlichen Verfahren abschließend zu prüfen und zu entscheiden.
- Beim förmlichen Verfahren ist eine Öffentlichkeitsbeteiligung vorgesehen. Nach Bekanntmachung des Vorhabens und Auslegung von Antrag und Unterlagen zur Einsichtnahme können bis zwei Wochen nach Auslegung Einwendungen gegen das Vorhaben erhoben werden. Diese Einwendungen werden dann im Rahmen eines öffentlichen Erörterungstermins erläutert. Das förmliche Verfahren gemäß § 10 BImSchG, bei dem das Vorhaben öffentlich bekannt gemacht wird und der Antrag und die dazugehörigen Unterlagen ausgelegt werden, kommt bei der Genehmigung von Biogasanlagen nur vereinzelt zur Anwendung. Im Regelfall wird ein vereinfachtes Ver-

fahren gemäß § 19 BImSchG ohne Öffentlichkeitsbeteiligung durchgeführt.
- Sind alle genehmigungsrechtlichen Voraussetzungen erfüllt, so erlässt die Behörde einen Genehmigungsbescheid. Oftmals ergeht dieser Bescheid mit einer Reihe von Nebenbestimmungen, z. B. zum Gewässerschutz.

Praxistipp: Der Antragsteller sollte darauf achten, dass die von ihm eingereichten Genehmigungsunterlagen vollständig und prüffähig sind. Erst dann beginnt die eigentliche Bearbeitungsfrist für die Genehmigungsbehörde zu laufen.

Umweltverträglichkeitsprüfung

Bei einigen Biogasanlagen ist eine sogenannte Umweltverträglichkeitsprüfung nach dem Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz (UVPG) erforderlich.

Für Biogasanlagen ist die Frage, ob eine Umweltverträglichkeitsprüfung erforderlich ist und in welcher Intensität diese erfolgt, abhängig von der Feuerungswärmeleistung der Energieerzeugungsanlage, der Gaserzeugungskapazität der Anlage und den Einsatzstoffen, insbesondere dem Einsatz von Abfällen.

Ziel der Umweltverträglichkeitsprüfung ist die Ermittlung, Beschreibung und Bewertung der unmittelbaren und mittelbaren Auswirkungen eines Vorhabens auf die Umwelt.

Praxistipp: Der Antragsteller sollte frühzeitig im Genehmigungsverfahren mit der Genehmigungsbehörde abklären, ob überhaupt eine standortbezogene Vorprüfung der Umweltverträglichkeit erforderlich ist; wenn nein, spart dies viel Zeit und Geld.

Rechtsschutz von Nachbarn

Gegen das geplante Bauvorhaben können sich die davon betroffenen Dritten rechtlich wehren, z. B. dann, wenn die Grenzwerte zur Vermeidung schädlicher Umwelteinwirkungen nicht eingehalten werden. Der Widerspruch des Nachbarn gegen die BImSchG-Genehmigung hat – anders als im Baurecht – grundsätzlich aufschiebende Wirkung. Da die Genehmigungsbehörde die Genehmigung jedoch häufig für sofort vollziehbar erklärt, richtet sich der Rechtsschutz von Nachbarn zunächst auf die Wiederherstellung der aufschiebenden Wirkung des Widerspruchs.

Bei Genehmigungen, die in einem förmlichen Verfahren erteilt werden, findet eine öffentliche Bekanntgabe und Auslegung der Genehmigungsunterlagen zur Einsichtnahme statt. Nach Abschluss dieser Auslegung können Dritte solche Einwendungen zu einem späteren Zeitpunkt nicht mehr geltend machen (sogenannte Präklusionswirkung). Durch diese Präklusion erlangt der Antragsteller in einem frühen Stadium der Realisierung bereits eine gewisse Rechtssicherheit.

Nachträgliche Anordnungen der Genehmigungsbehörde und Stilllegung der Anlage

Grundsätzlich müssen alle gesetzlichen Anforderungen an den Betrieb der Biogasanlage während der gesamten Zeit des Betriebs erfüllt sein. Die Genehmigungsbehörde ist berechtigt, das Vorliegen der Voraussetzungen zu überprüfen und erforderlichenfalls nachträgliche Anordnungen zu erlassen.

Die Genehmigungsbehörde ist in begründeten Einzelfällen, in denen eine Anlage die gesetzlichen Anforderungen nicht einhält, zur Vermeidung von Gefahren oder Schäden für die Allgemeinheit oder natürliche Ressourcen berechtigt, die Anlage stillzulegen.

7.3.3 Immissionsschutzrechtliche Anforderungen

Das Immissionsschutzrecht fordert, dass schädliche Umwelteinwirkungen und sonstige Gefahren, erhebliche Nachteile und erhebliche Belästigungen für die Allgemeinheit und die Nachbarschaft nicht hervorgerufen werden. Dies gilt sowohl für Biogasanlagen, die einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung bedürfen, als auch für diejenigen Anlagen, die allein nach dem Baurecht genehmigt werden.

Für Biogasanlagen ist vor allem die Vermeidung von Luftverunreinigungen, Lärm und Erschütterungen sowie Geruchsbelästigungen von Bedeutung.

Wichtige immissionsschutzrechtliche Grenzwerte hat der Gesetzgeber durch Rechtsverordnungen und Verwaltungsvorschriften wie die TA Lärm [7-6], die TA Luft [7-7], aber auch die Geruchsimmissions-Richtlinie (GIRL) [7-8] festgelegt.

TA Luft

Luftverunreinigungen können vom Verbrennungsmotor oder der Vergärungsanlage ausgehen. Die Vorgaben unter Nummer 5.4.1.4 TA Luft bzw. Nummer 5.4.8.6.1 TA Luft sind dabei jederzeit einzuhalten. Diese enthalten beispielsweise Mindestabstände zur übrigen Bebauung oder Grenzwerte für Verbrennungsmotoren (vgl. Tab. 6.10).

Die zuständige Genehmigungsbehörde kann davon abweichende niedrigere Grenzwerte festlegen, sofern die Emissionen durch motorische und andere dem Stand der Technik entsprechende Maßnahmen gemindert werden können.

Von erheblicher praktischer Bedeutung ist die Regelung im EEG 2012, die für neu zu errichtende Gärrückstandslager eine gasdichte Abdeckung des Gärrückstandslagers und eine Verweildauer der Gärrückstände von mindestens 150 Tagen fordert. Diese Vorgabe dient der Vermeidung von Methanemissionen. Sie ist jedoch im EEG 2012 nicht als Genehmigungsvoraussetzung geregelt, sondern als Bedingung für den Vergütungsanspruch (dazu unter Kapitel 7.5.1.).

TA Lärm

Die TA Lärm konkretisiert die Richtwerte in Bezug auf schädliche Geräuschimmissionen nach dem BImSchG. Die Grenzwerte der zulässigen Geräuschimmissionen variieren dabei je nach Gebietscharakter des Anlagenstandortes und Tages- bzw. Nachtzeit zwischen 35 und 70 dB (A). Geräuschimmissionen werden von Biogaserzeugungsanlagen insbesondere durch Anlagenmotoren verursacht. Zu berücksichtigen ist dabei auch der betriebsbedingte Fahrzeugverkehr auf dem Gelände der Biogasanlage, bei der Anlieferung von Substraten und beim Abtransport von Gärrückständen.

Geruchsimmissionen

Für Geruchsimmissionen gelten in einigen Bundesländern Erlasse, welche die vom jeweiligen Landesausschuss für Immis-

sionsschutz erarbeitete Geruchsimmissions-Richtlinie (GIRL) für maßgeblich erklären. Diese enthält Beurteilungsverfahren für Gerüche und setzt anhand dessen Grenzwerte fest, die sich abhängig von der Einordnung des betroffenen Gebiets unterscheiden.

7.3.4 Störfall-Verordnung

Die Störfall-Verordnung [7-9] ergänzt das Bundes-Immissionsschutzgesetz. Sie regelt die Sicherheit des Betriebs von Anlagen, in denen gefährliche Stoffe vorhanden sind. Zu solchen Stoffen gehört als hochentzündlicher Stoff auch Biogas, sofern es in einer entsprechenden Menge vorhanden ist. Die Störfall-Verordnung ist damit erst bei Überschreiten von festgelegten Schwellenwerten anwendbar. Zur Bestimmung der relevanten Menge an Biogas hat das Umweltbundesamt eine Arbeitshilfe erarbeitet, in der die Berechnung der Menge an Biogas aufgeführt ist. Als Faustregel können 10.000 kg Biogas im zu betrachtenden Betriebsbereich als Grenzwert gelten.*

Sofern die Störfall-Verordnung danach zur Anwendung kommt, hat der Anlagenbetreiber Vorkehrungen zu treffen, um Störfälle zu verhindern (§ 3 Absatz 1 der 12. BImSchV). Hierzu gehören etwa geeignete Mess- und Regeleinrichtungen sowie Brandschutzvorkehrungen etc.

Auch treffen den Anlagenbetreiber Meldepflichten gegenüber der in den Ländern zuständigen Behörde bei eingetretenen Störfällen oder Betriebsstörungen im Sinne der 12. BImSchV.

Praxistipp: Der Antragsteller sollte frühzeitig ein umfassendes Konzept zur Verhinderung von Störfällen gemäß § 8 Störfallverordnung selbst erarbeiten oder in Auftrag geben. Zum Teil legen die Genehmigungsbehörden hohe Maßstäbe an den Umfang und Detaillierungsgrad von Störfallkonzepten beim Betrieb von Biogasaufbereitungsanlagen an.

7.3.5 Wasserrecht

Einige Bestandteile von Biogasanlagen stellen Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen nach dem Wasserrecht dar, § 62 Wasserhaushaltsgesetz (WHG) [7-10]. Insbesondere Substratlager, Fermenter und Gärrückstandslager fallen zumeist in den Geltungsbereich des Wasserrechts. Unter Umständen betrifft dies jedoch auch das BHKW.

Aus diesem Grunde ist zumeist auch eine wasserrechtliche Genehmigung vor der Errichtung und dem Betrieb einer Biogasanlage einzuholen. Diese ist – nahezu als einzige Genehmigung – nicht von der Konzentrationswirkung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung umfasst.

Der Anlagenbetreiber ist verpflichtet, Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen so zu errichten und zu betreiben, dass keine nachteiligen Veränderungen von Gewässern entstehen.

Die genauen Anforderungen ergeben sich aus den Landesverordnungen über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (VAUwS). Auf Bundesebene ist der Erlass einer bundeseinheitlichen Verordnung geplant. Der entsprechende Entwurf ist jedoch zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses im April 2013 noch nicht in Kraft getreten. Es gilt eine Übergangsverordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen [7-11].

Die Regelungen enthalten etwa Vorgaben zu Standorten, Abdichtungen verschiedener Behälter oder Überfüllsicherungen.

7.3.6 Betriebssicherheit

Die Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) [7-12] regelt die Bereitstellung von Arbeitsmitteln durch den Arbeitgeber, die Benutzung von Arbeitsmitteln durch die Beschäftigten bei der Arbeit sowie den Betrieb von überwachungsbedürftigen Anlagen im Sinne des Arbeitsschutzes. Grundbausteine des Schutzkonzeptes der BetrSichV sind

- eine einheitliche Gefährdungsbeurteilung der Arbeitsmittel,
- eine sicherheitstechnische Bewertung für den Betrieb überwachungsbedürftiger Anlagen,
- „Stand der Technik“ als einheitlicher Sicherheitsmaßstab,
- geeignete Schutzmaßnahmen und Prüfungen sowie
- Mindestanforderungen für die Beschaffenheit von Arbeitsmitteln.

7.3.7 Energierechtliche Anforderungen nach § 49 EnWG

Auch das Energierecht stellt Anforderungen an Biogasanlagen, insbesondere in § 49 EnWG [7-13]. Anlagenbetreiber sind für die Einhaltung der anerkannten Regeln der Technik verantwortlich, d. h. sie müssen danach Energieanlagen so errichten und betreiben, dass die technische Anlagensicherheit gewährleistet ist und spezifische Gefahren vermieden werden.

§ 49 EnWG stellt keine Genehmigungsvoraussetzung der Biogasanlage im formellen Sinne dar. Das Vorliegen der technischen Anlagensicherheit nach § 49 Absatz 1 EnWG wird auch nicht im Rahmen der Genehmigung nach dem BImSchG geprüft. § 49 EnWG normiert fachspezifische energierechtliche Anforderungen, welche unabhängig von weiteren – etwa umweltrechtlichen – Regelungen bestehen.

Der Anlagenbetreiber ist rechtlich dazu verpflichtet, die Anforderungen nach § 49 Absatz 1 EnWG bei Errichtung und Betrieb der Anlage jederzeit einzuhalten. Zwar muss der Anlagenbetreiber von sich aus nicht nachweisen, dass er die Anforderungen an die anlagentechnische Sicherheit nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik gewährleistet. Der Anlagenbetreiber muss jedoch auf Verlangen der zuständigen Landesenergieaufsichtsbehörde über die technischen und wirtschaftlichen Verhältnisse Auskunft geben. Das Auskunftsverlangen der zuständigen Behörde darf sich nur auf solche Tatsachen beziehen, welche auch tatsächlich für die Überprüfung der technischen Anlagensicherheit erforderlich sind. Darüber hinausgehende, allgemeine informatorische Abfragen zu anderen Zwecken sind unzulässig.

Neben diesem Auskunftsrecht stehen der zuständigen Landesenergieaufsichtsbehörde nach § 49 Absatz 7 EnWG ebenso Betretungs-, Prüfungs- und Einsichtsrechte zu, um die Einhaltung der technischen Anforderungen der Energieanlage zu überprüfen.

* Die Klassifizierung der gefährlichen Stoffe ist im Anhang I der 12. BImSchV lediglich als Mengenschwelle in kg angegeben (vgl. Nr. 8 Spalte 4 des Anhangs I zur 12. BimSchV).

7.4 Rechtliche Anforderungen beim Einsatz bestimmter Substrate

Abhängig von der Wahl der Einsatzstoffe ergeben sich beim Betrieb der Biogasanlage rechtliche Anforderungen aus dem Abfallrecht, dem Hygienerecht bzw. dem Düngemittelrecht. Diese Anforderungen betreffen vor allem die Lagerung und Verwertung der Gärrückstände. Darüber hinaus gibt es auch Vorgaben für die Einsatzstoffe, insbesondere wenn es sich um Abfälle handelt.

7.4.1 Einsatz von Energiepflanzen

Energiepflanzen gehören zu den nachwachsenden Rohstoffen und werden ausschließlich für die energetische Nutzung angebaut. Gärrückstände aus Energiepflanzen fallen unter den Anwendungsbereich des Düngegesetzes (DÜG) [7-14], welches Anforderungen an die sachgerechte Anwendung von Düngemitteln regelt.

Nach der anaeroben Vergärung in einer Biogasanlage werden die Gärrückstände pflanzlicher Herkunft gemeinsam mit den übrigen Gärrückständen als sogenannter Wirtschaftsdünger auf Grün- bzw. Ackerland ausgebracht. Die Düngeverordnung (DüV) schreibt u. a. vor, dass Düngemittel im Rahmen der guten fachlichen Praxis zeitlich und mengenmäßig so auszubringen sind, dass vom Dünger weder Gefahren für Menschen oder Tiere noch für den Naturhaushalt ausgehen. Gärrückstände dürfen als Dünger nur bedarfsorientiert und während der Zeit des Pflanzenwachstums ausgebracht werden. Ebenso müssen die Geräte zur Ausbringung von Düngemitteln allgemeinen anerkannten Regeln der Technik entsprechen und eine sachgerechte Mengenbemessung und Verteilung des Düngers gewährleisten. Düngemittel dürfen nicht direkt an Gewässern ausgetragen werden.

Das Düngerecht schließt die Düngemittelverordnung (DüMV) [7-15] und die Düngeverordnung (DüV) [7-16] ein.

7.4.2 Einsatz von Gülle und sonstigen tierischen Nebenprodukten

Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft wie z. B. Gülle oder Geflügelkot darf auf Ackerland nach der Ernte der Hauptfrucht nur noch eingeschränkt bis zu einer bestimmten Höchstgrenze ausgebracht werden. Vom 1. November bis 31. Januar ist die Ausbringung von Wirtschaftsdünger auf Ackerland verboten. Auf Grünland darf im Zeitraum vom 15. November bis 31. Januar kein Dünger ausgebracht werden. Eine Ausbringung darf auch dann nicht erfolgen, wenn der Boden durchgängig gefroren ist und im Verlauf des Tages nicht oberflächlich auftaut.

Zudem kommen die Vorschriften zur Beseitigung von tierischen Nebenprodukten zur Anwendung. Dies ist namentlich

- die Verordnung (EG) 1069/2009 zu Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte [7-17],
- die EU-Verordnung (EG) 142/2011 [7-18] mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte und hinsichtlich Veterinärkontrollen an der Grenze befreiter Proben und Waren.

Hiernach werden tierische Nebenprodukte je nach dem Risikopotenzial in verschiedene Kategorien eingeordnet. In den genannten Verordnungen ist festgelegt, welche technischen Anforderungen im Hinblick auf die Beseitigung von tierischen Nebenprodukten einzuhalten sind, z. B.

- Vorhaltung einer Pasteurisierungs-/Entseuchungsabteilung,
- Vorgaben zum Abstand zwischen Biogasanlage und dem Bereich, in dem Tiere gehalten werden,
- Trennung von Viehbestand, Biogasanlage, Futter und Streu sowie
- zulässige Grenzwerte bei Fermentationsrückständen etc.

Das Tierische-Nebenprodukte-Beseitigungs-Gesetz (TierNebG) [7-19] und die Tierische-Nebenprodukte-Beseitigungs-Verordnung (TierNebV) [7-20] enthalten weitere konkrete Vorgaben für die Verarbeitung verschiedener Arten von tierischen Nebenprodukten und von Gülle in Biogasanlagen.

Die Bundesregierung und die Bundesländer verständigten sich im Februar 2013 im Rahmen von Vollzugshinweisen zum Kreislaufwirtschaftsgesetz darauf, dass Gülle, die vor ihrer Verwendung als Dünger in Biogasanlagen eingesetzt wurde, in der Regel als Nebenprodukt der Tierhaltung und nicht als Abfall einzustufen ist. Es ist jedoch weiterhin im Einzelfall zu prüfen, ob zusätzliche abfallrechtliche Auflagen und Genehmigungsverfahren sowie zusätzliche Überwachungs- und Berichtspflichten nach dem Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrWG) [7-21] Anwendung finden. Soweit Gülle und tierische Nebenprodukte als Abfall gelten, kommt darüber hinaus das Abfallrecht, insbesondere das KrWG, zur Anwendung.

7.5 Einspeisevergütung für Strom nach dem EEG 2012

Für den Strom aus Biomasse erhält der Anlagenbetreiber die im EEG [7-22] gesetzlich festgelegte Einspeisevergütung. Diese wird für eine Dauer von 20 Jahren, zuzüglich des Inbetriebnahmejahres garantiert. Die Höhe der Vergütung ist insbesondere abhängig vom Jahr der Inbetriebnahme, der Anlagengröße, also der Bemessungsleistung und den eingesetzten Einsatzstoffen. Abgesehen von den Einsatzstoffen, kommt es dabei nicht auf die Biogaserzeugungsanlage an, sondern auf das verstromende BHKW.

Für Biogasanlagen, die nach dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen wurden bzw. werden, gelten die in Tabelle 7.1 aufgeführten Vergütungssätze nach dem EEG 2012 (bei Inbetriebnahme der Anlage im Jahr 2012).

Erläuterungen:

- Das Gesetz gewährt Neuanlagen eine **Grundvergütung**, deren Höhe sich nach der Leistung der Anlage richtet. Sie betrug im Jahr 2012 zwischen 6,0 ct/kWh und 14,3 ct/kWh.
- Die Grundvergütung, die Vergütung für Bioabfallvergärungsanlagen und für kleine Gülleanlagen sowie der Gasaufbereitungsbonus unterliegen nach § 20 der Degression: Die Vergütungssätze werden zum 1. Januar eines jeden Jahres für ab diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommene Anlagen um einen festen Prozentsatz von 2 % abgesenkt. Der so ermittelte Vergütungssatz des Inbetriebnahmejahres bleibt für den gesamten Förderzeitraum von 20 Jahren unverändert.
- Die Grundvergütung erhöht sich nach § 27 Absatz 2 beim Einsatz bestimmter Substrate, die in zwei sogenannte Ein-

satzstoffklassen aufgeteilt werden. Die verschiedenen Boni nach dem EEG 2009 und dem EEG 2004 werden abgeschafft.

- Für den Einsatz der Stoffe aus der Einsatzstoffklasse I erhöht sich die Vergütung um bis zu 6,0 ct/kWh (degressiv: ab einer Bemessungsleistung von 500 kW reduziert sich die Erhöhung auf 4,0 bzw. 5,0 ct/kWh). In der Einsatzstoffklasse I finden sich überwiegend Substrate, die bisher als nachwachsende Rohstoffe vergütet wurden, z. B. Mais, Gras, Grünroggen etc. Die Liste der Einsatzstoffklasse I wurde gegenüber der Positivliste von nachwachsenden Rohstoffen im EEG 2009 deutlich eingeschränkt.
- Für den Einsatz der Substrate der Einsatzstoffklasse II erhöht sich die Vergütung um 8,0 ct/kWh. Die Einsatzstoffklasse II umfasst vor allem Gülle und Festmist, zudem Landschaftspflegematerial. Die Überarbeitung der Biomasseverordnung von 2012 hat die Vergütungsfähigkeit von Strom aus Landschaftspflegematerial eingeschränkt.
- Strom aus Gülle wird in der Leistungsklasse über 500 kW bis 5 MW mit 6 ct/kWh vergütet.
- Die Berechnung der Vergütung erfolgt auf der Basis des Energieertrags der verschiedenen Einsatzstoffe gemäß Biomasseverordnung 2012 [7-23].
- Alle Einsatzstoffe können gemischt eingesetzt werden.
- Anlagen mit einer elektrischen Leistung ab 750 kW erhalten bei Neuinbetriebnahme nach dem 1. Januar 2014 keine EEG-Mindesteinspeisevergütung; der Strom unterliegt jedoch der Direktvermarktung.

Für die EEG-Vergütungssätze gibt es keinen Inflationsausgleich bzw. keine Preisanpassung zugunsten des Anlagenbetreibers. Die Kosten für Substratlieferungen und den Anlagenbetrieb ändern sich. Hingegen bleibt die einzige oder hauptsächliche Erlösbasis einer Biogasanlage, die EEG-Vergütung, über 20 Jahre konstant.

7.5.1 Voraussetzungen der Einspeisevergütung nach dem EEG 2012

Die Einspeisevergütung nach dem EEG 2012 ist an die Einhaltung folgender Voraussetzungen geknüpft:

- **Wärmenutzungspflicht:** Die bei der Stromerzeugung entstehende Wärme ist zu 25 % im Jahr der Inbetriebnahme und des darauf folgenden 1. Betriebsjahres bzw. zu mindestens 60 % in den folgenden Betriebsjahren sinnvoll zu nutzen. Die zulässigen Möglichkeiten der Wärmenutzung sind ausführlich in Kapitel 7.11 dargestellt. Alternativ kann ein hoher Gülleanteil die Wärmenutzungspflicht entbehrlich machen.

TAB. 7.1: VERGÜTUNGSSÄTZE NACH EEG 2012 FÜR IM JAHR 2012 IN BETRIEB GENOMMENE BIOGASANLAGEN

	Leistungsklasse bis 75 kW in ct/kWh	Leistungsklasse bis 150 kW in ct/kWh	Leistungsklasse bis 500 kW in ct/kWh	Leistungsklasse bis 750 kW in ct/kWh	Leistungsklasse bis 5 MW in ct/kWh	Leistungsklasse bis 20 MW in ct/kWh
Grundvergütung	14,3	14,3	12,3	11	11	6
Einsatzstoffvergütungsklasse I	6	6	6	5	4	–
Einsatzstoffvergütungsklasse II	8	8	8	8/6	8/6	–
Gasaufbereitungsbonus	bis 700 Nm^3/h: 3 ct/kWh bis 1.000 Nm^3/h: 2 ct/kWh bis 1.400 Nm^3/h: 1 ct/kWh					–
Bioabfallvergärungsanlagen (§ 27a EEG 2012)	16	16	16	14	14	14
Kleine Gülleanlagen (§ 27b EEG 2012)	25	–	–	–	–	–

TAB. 7.2: DEGRESSIONSSCHRITTE DER GRUNDVERGÜTUNG FÜR ANLAGEN ZUR ERZEUGUNG VON STROM AUS BIOMASSE

Jahr der Inbetriebnahme	Leistungsklasse bis 150 kW in ct/kWh	Leistungsklasse 150–500 kW in ct/kWh	Leistungsklasse 500 kW–5 MW in ct/kWh	Leistungsklasse 5–20 MW in ct/kWh
2013	14,01	12,05	10,78	5,88
2014	13,73	11,81	10,56[a]	5,76[a]
2015	13,46	11,58	10,35[a]	5,65[a]
2016	13,19	11,35	10,15[a]	5,53[a]
2017	12,93	11,12	9,94[a]	5,42[a]
2018	12,67	10,90	9,74[a]	5,32[a]
2019	12,41	10,68	9,55[a]	5,21[a]
2020	12,17	10,46	9,36[a]	5,10[a]
…	…	…	…	…

[a] *Für Biogasanlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 750 kW, die nach dem 31. Dezember 2013 in Betrieb genommen werden, ist die Direktvermarktung des erzeugten Stroms verpflichtend. Die dargestellten Vergütungssätze bilden die Grundlage für die Berechnung der Marktprämie.*

TAB. 7.3: DEGRESSIONSSCHRITTE FÜR DIE VERGÜTUNG FÜR BIOABFALLVERGÄRUNGSANLAGEN, FÜR KLEINE GÜLLEANLAGEN UND DEN GASAUFBEREITUNGSBONUS

Jahr der Inbetriebnahme	Bioabfallvergärungsanlagen bis 500 kW in ct/kWh	Bioabfallvergärungsanlagen bis 20 MW in ct/kWh	kleine Gülleanlagen bis 75 kW in ct/kWh	Gasaufbereitungsbonus		
				bis 700 Nm³/h in ct/kWh	bis 1.000 Nm³/h in ct/kWh	bis 1.400 Nm³/h in ct/kWh
2013	15,68	13,72	24,50	2,94	1,96	0,98
2014	15,37	13,45	24,01	2,88	1,92	0,96
2015	15,06	13,18	23,53	2,82	1,88	0,94
2016	14,76	12,91	23,06	2,77	1,84	0,92
2017	14,46	12,65	22,60	2,71	1,81	0,90
2018	14,17	12,40	22,15	2,66	1,77	0,89
2019	13,89	12,15	21,70	2,60	1,74	0,87
2020	13,61	11,91	21,27	2,55	1,70	0,85

- **Sogenannter „Maisdeckel“:** Mais und Getreidekorn einschließlich Corn-Cob-Mix oder Körnermais sowie Lieschkolbenschrot dürfen nur mit bis zu 60 Masseprozent der Einsatzstoffmenge bei der Stromerzeugung aus Biomasse verwendet werden. Der jeweilige Einsatz der Substrate ist durch ein Einsatzstofftagebuch nachzuweisen.
- **Technische Vorgaben:**
  - Die Biogasanlage muss über eine zusätzliche Gasverbrauchseinrichtung zur Vermeidung der Freisetzung von Biogas verfügen (z. B. Gasfackel oder Gasbrenner). Dies gilt ab dem 1. Januar 2014 auch für Bestandsanlagen.
  - Alle neuen Anlagen müssen gemäß § 6 Absatz 4 Nummer 1 EEG 2012 über ein gasdicht abgedecktes Gärrückstandslager verfügen. Zusätzlich müssen die Gärsubstrate und die daraus resultierenden Gärrückstände 150 Tage in einem gasdichten und an die Gasverwertung angeschlossenen System gelagert werden.

Hinweis: Bei Verstößen gegen die zusätzlichen Anforderungen droht der Verlust des EEG-Vergütungsanspruches. Die Vergütungsvoraussetzungen sind daher jederzeit einzuhalten.

7.5.2 Einsatzstofftagebuch

Zum Nachweis der Voraussetzungen der EEG-Einspeisevergütung hat der Anlagenbetreiber gemäß § 27 EEG 2012 ein Einsatzstofftagebuch zu führen. Darin sind Angaben über die Art, Menge und Herkunft der zur Stromerzeugung eingesetzten Biomasse zu machen und durch entsprechende Belege zu dokumentieren.

Das Einsatzstofftagebuch ist dem Stromnetzbetreiber jährlich, d. h. bis zum 28. Februar des Folgejahres für die Endabrechnung des Vorjahres in einer nachvollziehbaren Form zur Verfügung zu stellen. Dazu ist es ausreichend, wenn der Anlagenbetreiber die verwendeten Einsatzstoffe in einem vom zuständigen Stromnetzbetreiber veröffentlichten Vordruck aufführt. In den Formularen des Netzbetreibers ist meist eine monatliche Dokumentation der Einsatzstoffe vorgesehen.

Um nachvollziehbar dokumentieren zu können, welche Biomasse zur Stromerzeugung genau eingesetzt wird, sollten Anlagenbetreiber die Einsatzstoffwerte täglich und für jeden einzelnen Einsatzstoff getrennt erfassen.

Stammen die eingesetzten Stoffe aus dem eigenen Betrieb, ist kein weiterer Nachweis erforderlich. Dazu reicht eine Eigenerklärung des Anlagenbetreibers aus.

Für Einsatzstoffe aus einem fremden Betrieb ist dem Einsatzstofftagebuch ein Herkunftsnachweis beizufügen. Der Nachweis enthält üblicherweise eine Bestätigung des Lieferanten über die verkaufte Biomasse mit Angaben zur Liefermenge, des Lieferzeitraumes und der Herkunft der Einsatzstoffe.

7.5.3 Umweltgutachten

Für die Inanspruchnahme der Einspeisevergütung nach EEG 2012 bzw. bestimmter Boni nach dem EEG 2009, wie z. B. Nawaro-, Gülle-, Landschaftspflege- und KWK-Bonus, müssen Anlagenbetreiber jährlich durch das Gutachten eines Umweltgutachters nachweisen, dass die jeweils geltenden Vergütungsvoraussetzungen erfüllt sind. Der Umweltgutachter ist dabei

TAB. 7.4: BEISPIEL EINES EINSATZSTOFFTAGEBUCHES

Tag	Gülle		Maissilage		Grassilage		...	Gesamt	
	eigen	fremd	eigen	fremd	eigen	fremd		Menge gesamt	Masse-% Gülle
	kg/m³/l pro Tag	kg/m³/l pro Tag	kg/m³/l pro Tag	kg/m³/l pro Tag	kg/m³/l pro Tag	kg/m³/l pro Tag		kg/m³/l pro Tag	% pro Tag
1.									
2.									
...									

als unabhängiger und unparteiischer Sachverständiger und auf Grundlage der jeweils geltenden Fassung des Umweltauditgesetzes tätig. Zur ordnungsgemäßen Zertifizierung müssen Umweltgutachter ein anerkanntes Prüfungs- und Zulassungsverfahren bei der Deutschen Akkreditierungs- und Zulassungsgesellschaft für Umweltgutachter mbH (DAU) durchlaufen, in dem die erforderliche Zuverlässigkeit, Unabhängigkeit und Fachkunde für die Wahrnehmung ihrer Aufgaben nachgewiesen wird. Der Umweltgutachter unterliegt der Aufsicht der DAU.

Zur Begutachtung der jeweiligen Anlage erteilt der Anlagenbetreiber dem Umweltgutachter einen Auftrag, der meist mehrere Prüfungsschritte umfasst. Dazu ist eine schriftliche Vereinbarung zu schließen. Die Vergütung des Umweltgutachters trägt der Anlagenbetreiber.

Zu den Aufgaben des Umweltgutachters gehört u. a. die Sichtung und Prüfung des Einsatzstofftagebuchs sowie der Anlagen- und Motorenbeschreibungen. Der Umweltgutachter darf Einsicht in Lagepläne, Lieferscheine, Massenbilanzen und Nachweise über die erzeugten Strom- bzw. Wärmemengen nehmen sowie die Abrechnungen des Stromnetzbetreibers über die EEG-Stromeinspeisevergütung für das laufende Jahr prüfen.

Nach Abschluss aller Prüfungsschritte erstellt der Umweltgutachter eine vollständige, transparente und nachvollziehbare Gesamtbewertung der Biogasanlage (z. B. zum Anlagenkonzept, Wärmenutzungskonzept) bzw. der verwendeten Einsatzstoffe.

Das Gutachten des Umweltgutachters ist wie das Einsatzstofftagebuch bis spätestens 28. Februar des Folgejahres beim Netzbetreiber einzureichen.

7.5.4 Der Anlagenbegriff im EEG 2012

Das EEG 2012 enthält, wie auch das EEG 2009, den Begriff der Anlage. Der Anlagenbegriff ist insbesondere für die Bestimmung der konkreten Vergütungshöhe von Bedeutung. Maßgeblich ist der Anlagenbegriff auch bei einer Anlagenerweiterung für die Frage, ob mehrere BHKW am selben Standort zusammengefasst werden, und ob bei der Anlagenerweiterung für die neue Anlage das EEG 2012 Anwendung findet.

Bei der Bestimmung des Anlagenbegriffs geht es um die Frage, welche Bestandteile zu einer „Anlage“ im Sinne des EEG 2012 gehören und welche Vergütungssätze für die Vergütung einer oder gegebenenfalls mehrerer Anlagen gelten.

Zum Anlagenbegriff werden nach wie vor (Stand: April 2013) verschiedene Auffassungen vertreten:

Enger Anlagenbegriff

Nach dem engen Anlagenbegriff stellt jede einzelne Einrichtung, die für sich allein unmittelbar in einem technischen Prozess selbst Strom erzeugen kann, eine eigenständige Anlage dar. Nach dieser Auffassung sind mehrere BHKW jeweils eine eigene Anlage, selbst wenn sie mit Biogas aus demselben Fermenter betrieben werden.

Diesem Anlagenbegriff wird entgegengehalten, dass der Anlagenbetreiber bei einem solchen Verständnis die Vergütung durch die Aufteilung auf mehrere BHKW letztlich künstlich in die Höhe treiben kann.

Weiter Anlagenbegriff

In Übereinstimmung mit der Gesetzesbegründung zum EEG wird nahezu durchgängig der sogenannte weite Anlagenbegriff vertreten.

Mehrere BHKW, die an einem Standort stehen und mit demoder denselben Fermenter(n) verbunden sind, bilden danach eine Gesamtanlage. Nach dem weiten Anlagenbegriff ist ein BHKW nur dann als eigenständige Anlage zu werten, wenn es

- eine hinreichende räumliche Entfernung (ca. 500 m) zur Gesamtanlage aufweist (Satelliten-BHKW), und
- in ein sinnvolles Wärmenutzungskonzept eingebunden ist.

Nach dem weiten Anlagenbegriff umfasst die Anlage sämtliche Bestandteile, die zur Stromerzeugung erforderlich sind. Dies betrifft nach der Rechtsprechung [7-24] die gesamte Gärstrecke, einschließlich der Einbringtechnik, dem Fermenter und Nachgärer sowie auch das Gärrückstandslager. Eine gemeinsame Nutzung dieser Anlagenbestandteile führt daher nach dem weiten Anlagenbegriff zur Anlagenzusammenfassung.

Anlagenbegriff der Clearingstelle EEG

Der Anlagenbegriff war darüber hinaus bereits im Jahr 2010 Gegenstand eines Empfehlungsverfahrens bei der Clearingstelle EEG. Für eine Anlagenzusammenfassung ist nach Auffassung der Clearingstelle EEG allein maßgeblich, ob die Voraussetzungen des § 19 Absatz 1 EEG kumulativ vorliegen. Die Regelung des § 19 Absatz 1 Satz 1 EEG 2009 ist weitgehend in das EEG 2012 übernommen worden.

Bei Redaktionsschluss (April 2013) haben sich drei Oberlandesgerichte [7-25] dem sogenannten „weiten“ Anlagenbegriff angeschlossen und sind damit dem Anlagenbegriff der Clearingstelle EEG nicht gefolgt. Es gibt aber auch Urteile, die den sogenannten „engen” Anlagenbegriff der Clearingstelle EEG vertreten [7-31]. Der Bundesgerichtshof will hierzu Ende 2013 entscheiden.

Keine Satelliten-BHKW nach dem EEG 2012

Im EEG 2012 hat der Gesetzgeber keine Klarstellung des Anlagenbegriffs vorgenommen. In § 19 Absatz 1 Satz 2 EEG 2012 ist lediglich eine neue Regelung hinzugekommen, wonach Anlagen bei der Ermittlung der Vergütung zusammengefasst werden, sofern sie Biogas aus derselben Erzeugungseinheit beziehen.

Bei der Errichtung von neuen sogenannten Satelliten-BHKW nach dem 1. Januar 2012 kommen daher die dargestellten Kriterien für eine Eigenständigkeit der Anlage nicht mehr zur Anwendung. Vielmehr sind nach § 19 Absatz 1 Satz 2 EEG 2012 die BHKW, die Biogas aus demselben Fermenter beziehen, zu Zwecken der Ermittlung der Vergütung zusammen zu fassen.

7.5.5 Besondere Förderung kleinerer Hofanlagen

Das EEG 2012 sieht in § 27b eine besondere Förderung von kleinen Biogasanlagen bis 75 kW auf Güllebasis vor. Die sogenannten Hofanlagen müssen zu mindestens 80 % mit Gülle betrieben werden, um die Förderung voll auszuschöpfen. Gülle ist Pferdemist, Rinderfestmist, Rindergülle, Schaf- oder Ziegenmist, Schweinefestmist oder Schweinegülle (vgl. Anlage 3 zur BiomasseV, dort Nummer 9, 11–15). Durch die vergleichsweise einfache Vergütungsstruktur und hohe pauschale Vergütung kann der Betrieb einer kleinen Hofanlage gerade für Landwirte mit einem konstant anfallenden Güllestrom aus eigener Tierhaltung wirtschaftlich sehr interessant sein.

Voraussetzung ist, dass die installierte elektrische Leistung höchstens 75 kW beträgt und zur Stromerzeugung in dem jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich mindestens 80 Masseprozent Gülle eingesetzt werden. Die entsprechenden Güllemengen müssen somit konstant zur Verfügung stehen. Die verbleibenden Substratmengen von bis zu 20 % können durch den Einsatz von sonstigen Einsatzstoffen nach der BiomasseV abgedeckt werden. Der Einsatz der jeweiligen Substrate ist über ein Einsatzstofftagebuch nachzuweisen. Die Vergütung ist nicht an eine Wärmenutzung geknüpft.

Von diesem Vergütungsanspruch ausgeschlossen sind die sogenannten Satelliten-BHKW, die in einiger Entfernung zur Biogaserzeugung errichtet und über eine Gasleitung mit Biogas beschickt werden.

7.5.6 Spezieller Vergütungsanspruch beim Einsatz bestimmter Bioabfälle

Für die Vergärung von Bioabfällen sieht § 27a EEG 2012 einen eigenen Vergütungsanspruch vor. Der Vergütungsanspruch betrug bei Inbetriebnahme im Jahr 2012 bis zu einer Bemessungsleistung von 500 kW 16,00 ct/kWh, darüber hinaus und bis zu einer Bemessungsleistung von 20 MW betrug die Vergütung 14,00 ct/kWh. Auch dieser spezielle Vergütungsanspruch unterliegt der Degression von 2 % pro Jahr.

Die Vergütung des Stroms aus der Vergärung von Bioabfällen ist an folgende Voraussetzungen geknüpft:

- Im Jahresdurchschnitt wird ein Anteil von mindestens 90 Masseprozent an Bioabfällen in der Anlage eingesetzt.
- Zur Stromerzeugung werden Einsatzstoffe im Sinne der Nummer 1 des Anhangs 1 (Abfallschlüssel Nummer 20 02 01, 20 03 01 und 20 03 02) der Bioabfallverordnung [7-26] eingesetzt, z. B. Garten- und Parkabfälle, Landschaftspflegeabfälle, vom Hausmüll getrennt erfasste Bioabfälle aus Haushalten und Kleingewerbe (Abfälle aus der sogenannten Biotonne).
- Die Bioabfallvergärungsanlage muss unmittelbar mit einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Bestandteile des Gärrückstands verbunden sein. Im Anschluss an die Nachrotte müssen die Gärrückstände darüber hinaus stofflich verwertet werden.

Praxistipp: Die stoffliche Verwertung erfolgt in aller Regel durch die Ausbringung der Gärrückstände als Düngemittel auf landwirtschaftliche Flächen. Hierbei sind neben der Düngemittelverordnung die Vorgaben der Bioabfallverordnung bzw. des Kreislaufwirtschaftsgesetzes zu beachten, insbesondere zur Hygienisierung von Bioabfällen.

Für die Vergärung von Bioabfällen besteht keine Mindestwärmenutzungspflicht (außer bei Biomethananlagen). Es handelt sich daher um eine Ausnahme von der Wärmenutzungspflicht.

Auch Anlagen, die bereits unter dem EEG 2009 in Betrieb genommen worden sind, können die Vergütungsregeln zur Vergärung von Bioabfällen in Anspruch nehmen. Bei Einhaltung sämtlicher Vorschriften des EEG 2012 kann dies zu einer spürbaren Erhöhung der Vergütung führen.

7.5.7 Förderung der Biogasaufbereitung durch den Gasaufbereitungs-Bonus

Der im EEG 2009 als Technologiebonus bezeichnete Gasaufbereitungs-Bonus wird im Vergleich zu den Regelungen im EEG 2009 deutlich angehoben und gestaffelt nach der Nennleistung der Biomethananlage gewährt. Bei einer maximalen Nennleistung von 700 Normkubikmetern Biogas besteht ein Anspruch auf 3,0 ct/kWh. Der Bonus reduziert sich bei einer Nennleistung von maximal 1.000 Normkubikmetern auf 2,0 ct/kWh und bei höchstens 1.400 Normkubikmetern auf 1,0 ct/kWh.

Zur Inanspruchnahme des Gasaufbereitungs-Bonus sind nachweislich folgende Voraussetzungen einzuhalten:

- Methanemissionen in die Atmosphäre bei der Aufbereitung von höchstens 0,2 %,
- ein Stromverbrauch für die Aufbereitung von höchstens wwattstunden pro Normkubikmeter Rohgas,
- Bereitstellung der Prozesswärme für die Biomethan-Aufbereitung ohne den Einsatz zusätzlicher fossiler Energie und
- eine Nennleistung der Gasaufbereitungsanlage von höchstens 1.400 Normkubikmetern aufbereitetem Biogas pro Stunde.

7.5.8 Auswirkungen des EEG 2012 auf Bestandsanlagen

Für Biogasanlagen, die vor Inkrafttreten des geltenden EEG 2012, d. h. vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, bleibt die bislang bestehende Vergütung grundsätzlich unverändert. Die Vergütung erfolgt weiterhin in Form einer Grundvergütung sowie gegebenenfalls den jeweiligen Boni (NawaRo- und Güllebonus, Technologiebonus, KWK-Bonus, Luftreinhaltungsbonus, Landschaftspflegebonus).

Folgende Änderungen betreffen jedoch auch Betreiber von Bestandsanlagen:

- **Zusätzliche Gasverbrauchseinrichtung:** Ab dem 1. Januar 2014 müssen Anlagenbetreiber von Bestandsanlagen sicherstellen, dass bei der Erzeugung von Strom aus Biogas eine zusätzliche Gasverbrauchseinrichtung zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas (z. B. Gasfackel) verwendet wird. Andernfalls verringert sich der Vergütungsanspruch auf Null.
- **Einspeisemanagement:** Für Biomasse- bzw. Biogasanlagen, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen wurden und über eine Leistung von mehr als 100 kW_{el} verfügen, findet das Einspeisemanagement nach § 11 EEG 2012 Anwendung. Eine Nachrüstpflicht bestand bereits zum 1. Januar 2011.
- **Maximale Methanemission:** Die maximale Methanemission in die Atmosphäre darf ab dem 1. Mai 2012 bei der Aufbereitung von Biogas anstelle von höchstens 0,5 % nur noch höchstens 0,2 % betragen.
- **Direktvermarktung:** Die Direktvermarktung gilt für alle Anlagen. Bestandsanlagen können ebenso in die Marktprämie und die Flexibilitätsprämie wechseln. Die Berechnung der Marktprämie richtet sich nach dem jeweils geltenden EEG.
- **Vergärung von Bioabfällen:** Für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen wurden und die Biogas einsetzen, das aus der Vergärung von Bioabfällen gewonnen wird, findet § 27a EEG 2012 entsprechend Anwendung. Ein

Wechsel von Altanlagen in die Vergütung des § 27a EEG 2012 ist möglich.

Bei folgenden Änderungen ist bei Redaktionsschluss im April 2013 rechtlich ungeklärt, ob diese auch für Bestandsanlagen gelten:

- **Massebilanzsysteme:** Die Regelung in § 27c Absatz 1 Nummer 2 EEG 2012 für gasförmige Energieträger, wonach für den gesamten Transport und Vertrieb des Gases von seiner Herstellung bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz Massebilanzsysteme verwendet werden müssen, gilt nicht für Strom, der vor dem 1. Januar 2013 erzeugt worden ist. Für die Inanspruchnahme einer Stromeinspeisevergütung nach dem EEG ist die Verwendung eines solchen Massebilanzsystems zumindest bei nach dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommenen BHKW ab dem 1. Januar 2013 verpflichtend.
  Nach einer vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) am 29. Juni 2012 veröffentlichten, rechtlich allerdings unverbindlichen „Auslegungshilfe zur Massenbilanzierung nach § 27c Absatz 1 Nummer 2 EEG 2012“ soll sich die neu eingefügte Pflicht zur Verwendung von Massenbilanzsystemen auch auf Betreiber älterer Anlagen, die nicht dem EEG 2012 unterfallen, erstrecken. Diese Rechtsauffassung ist allerdings nicht zwingend. Es ist rechtlich nicht geklärt, ob alle Anlagenbetreiber die Herkunft des verstromten Biogases mittels eines Massenbilanzsystems nachweisen müssen, oder nur Betreiber von Neuanlagen nach dem EEG 2012.
- **Gasdicht abgedecktes Gärrückstandslager:** Inwiefern auch Betreiber von Bestandsanlagen ein technisch gasdicht abgedecktes Gärrückstandslager am Standort der Biogaserzeugung vorhalten müssen, ist dem EEG 2012 nicht eindeutig zu entnehmen. Die Übergangsbestimmungen des EEG 2012 sehen insoweit keine ausdrückliche Anwendbarkeit von § 6 Absatz 4 Satz 1 Nummer 1 EEG 2012 für Bestandsanlagen vor.
  Unter dem EEG 2009 galt lediglich für die Inanspruchnahme des NawaRo-Bonus bereits eine Verpflichtung für nach BImSchG-genehmigte Anlagen, dass Gärrückstandslager gasdicht abzudecken sind, wie es nun in § 6 Absatz 4 Satz 1 Nummer 1 EEG 2012 generell für Neuanlagen gesetzlich festgeschrieben wurde. Rechtlich ist jedoch nicht geklärt, ob auch die Betreiber von Bestandsanlagen gasdicht abgedeckte Gärrückstandslager errichten müssen, oder nur Betreiber von Neuanlagen nach dem EEG 2012.

Folgende Änderungen gelten **nicht für Bestandsanlagen**:

- **Wärmenutzungspflicht:** Die Wärmenutzungspflicht nach § 27 Absatz 4 EEG 2012 findet bei Bestandsanlagen keine Anwendung.
- **Maisdeckel:** Für Biogasanlagen findet die Vorschrift des sogenannten Maisdeckels in Höhe von 60 Masseprozent keine Anwendung, wenn das Biogas aus einer Biogaserzeugungsanlage stammt, die bereits vor dem 1. Januar 2012 Biogas erzeugt hat (Bestandsanlage).

7.6 Konfliktlösung und Information durch die Clearingstelle EEG

Anlaufstelle für Streitigkeiten und Auslegungsfragen rund um das EEG, z. B. zur Stromeinspeisevergütung, ist die Clearingstelle EEG mit Sitz in Berlin.

Anlagenbetreibern wie auch Netzbetreibern stehen verschiedene Verfahrensarten offen, um außerhalb eines streitigen Gerichtsverfahrens Unstimmigkeiten zur EEG-Einspeisevergütung zu lösen.

Votumsverfahren

Bei ungeklärten Rechtsfragen, die einen konkreten Bezug zu einem Einzelfall aufweisen, kommt ein Votumsverfahren gemäß § 26 der Verfahrensordnung (VerfO) der Clearingstelle EEG in Betracht. Die Clearingstelle EEG führt Votumsverfahren nur auf übereinstimmenden Wunsch der Parteien durch. Gegenstand des Votums ist vor allem die rechtliche Begutachtung des Einzelfalles bzw. einer konkreten Rechtsfrage durch unabhängige Expertinnen und Experten der Clearingstelle EEG.

Einigungsverfahren

Bei konkreten Meinungsverschiedenheiten kann bei der Clearingstelle EEG auf den übereinstimmenden Wunsch der Parteien auch ein Einigungsverfahren durchgeführt werden. Gegenstand von Einigungsverfahren gemäß §§ 17 ff. VerfO sind vor allem Streitigkeiten, bei denen – ähnlich wie bei der Mediation – die Lösung im Wege eines Dialogs zwischen den Parteien gefunden wird. Das Einigungsverfahren ist das schnellste Verfahren bei der Clearingstelle EEG.

Schiedsrichterliches Verfahren

Die Clearingstelle EEG entscheidet auch als Schiedsgericht im Sinne der Zivilprozessordnung über Streitigkeiten, für die die Parteien eine verbindliche Entscheidung erwirken wollen. Das schiedsrichterliche Verfahren gemäß § 21a VerfO ist erst Januar 2012 in den Verfahrenskatalog der Clearingstelle EEG aufgenommen worden.

Empfehlungsverfahren

Bei generellen Anwendungs- und Auslegungsfragen zum EEG, die eine Vielzahl von Anlagen- und Netzbetreibern und in der Regel mehr als einen Energieträger betreffen, kommt ein Empfehlungsverfahren gemäß §§ 22 VerfO in Betracht. Gegenstand des Verfahrens ist eine abstrakte und komplexe Rechtsfrage, die gegebenenfalls von grundlegender Bedeutung für mehrere Energieträger ist.

Hinweisverfahren

Durch ein Hinweisverfahren gemäß §§ 25a ff. VerfO können weniger komplexe, generelle Anwendungs- und Auslegungsfragen zum EEG geklärt werden. Auf Anregung von Netz- oder Anlagenbetreibern, öffentlichen Stellen, Verbänden oder Behörden leitet die Clearingstelle EEG ein Hinweisverfahren ein, bei dem es wie im Empfehlungsverfahren keine Parteien gibt. Im Verlauf des Hinweisverfahrens werden die von der jeweiligen Rechtsfrage betroffenen Verbände und öffentlichen Stellen zur Stellungnahme aufgefordert. Ziel des Hinweisverfahrens ist es, konkrete

Streitigkeiten und Unklarheiten bei der Rechtsanwendung von vornherein zu vermeiden.

Die Clearingstelle EEG veröffentlicht Empfehlungen und Hinweise uneingeschränkt in ihrer umfangreichen stets aktuellen Datenbank, in der neben eigenen Arbeitsergebnissen auch die gesetzlichen Vorgaben und Urteile zum EEG zu finden sind.

Votums-, Einigungs- und schiedsrichterliche Verfahren sind seit dem 1. Januar 2013 gebührenpflichtig. Die Höhe der Verfahrensgebühr bemisst sich nach dem der Rechtsfrage zugrunde liegenden Energieträger und der Kapazität der jeweiligen EEG-Anlage.

Vor der Clearingstelle EEG besteht kein Anwaltszwang. In der Praxis lassen sich viele Anlagenbetreiber in Votums-, Einigungs- und schiedsrichterlichen Verfahren durch spezialisierte Rechtsanwälte vertreten, welche mit den Verfahrensabläufen und der Spruchpraxis der Clearingstelle EEG vertraut sind.

Die Arbeit und Spruchpraxis der Clearingstelle EEG hat eine sehr große Bedeutung zur Weiterentwicklung in dem sehr dynamischen Rechtsgebiet der erneuerbaren Energien erlangt. Die Clearingstelle EEG genießt hohe Akzeptanz auf Seiten der Netzbetreiber, der Anlagenbetreiber und der gesamten Branche der erneuerbaren Energien. Dies zeigt auch die sehr hohe Anzahl der an die Clearingstelle EEG herangetragenen Anfragen. Die hohe Fallzahl wirkt sich jedoch auf die Dauer der meisten Verfahren vor der Clearingstelle EEG aus.

7.7 „Repowering“: Erweiterung von Biogasanlagen

Für Betreiber von Biogasanlagen ist die Erweiterung und Optimierung bestehender Biogasanlagen zunehmend interessant geworden. In diesem Zusammenhang stellen sich Anlagenbetreibern häufig folgende Fragen:

- Welches Inbetriebnahmejahr gilt nach einer Anlagenerweiterung für die Vergütung des erzeugten und eingespeisten Stroms?
- Sind nach einer Anlagenerweiterung dieselben Vergütungssätze und Vergütungsvoraussetzungen für den erzeugten Strom zu Grunde zu legen?
- Welche genehmigungsrechtlichen Voraussetzungen sind zu beachten?

Praxistipp: Der Anlagenbetreiber sollte die geplante Anlagenerweiterung frühzeitig mit dem zuständigen Netzbetreiber abstimmen. In Zweifelsfällen sollte er vorab eine Auskunft über das zugrunde zu legende Inbetriebnahmedatum der Anlage und die entsprechenden Vergütungssätze beim Netzbetreiber einholen.

7.7.1 Bau einer weiteren Biogasanlage am Standort der Biogasanlage

Wird eine vollständig neue Biogasanlage neben einer schon bestehenden Biogasanlage errichtet, so ist darauf zu achten, dass sämtliche funktionswesentlichen Bestandteile, wie z. B. Substratleitungen, Fermenter oder Gärrückstandslager getrennt und selbständig nebeneinander errichtet und betrieben werden. Andernfalls werden die Biogasanlagen zu einer Gesamtanlage zusammengefasst. In diesem ungünstigen Fall fiele die EEG-Stromeinspeisevergütung aufgrund der degressiven Vergütungssätze im Vergleich zu einer eigenständigen Anlage entsprechend geringer aus.

Bei der Erweiterung einer bestehenden Biogasanlage gibt es mehrere Alternativen.

7.7.2 Bau eines zusätzlichen neuen BHKW am Standort der Biogasanlage

Die Erweiterung einer bestehenden Biogasanlage kann durch den Neubau von zusätzlichen Anlagenbestandteilen, z. B. eines Fermenters oder eines neuen BHKW, erfolgen.

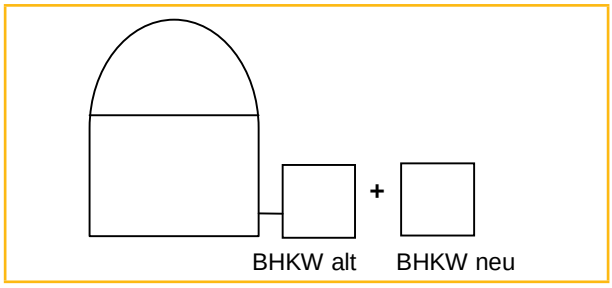


Abb. 7.1: Bau eines zusätzlichen neuen BHKW am Standort der Biogasanlage

Wird am Standort einer bestehenden Biogasanlage ein zusätzliches neues BHKW errichtet und betrieben, behält/behalten das/die bestehende(n) BHKW ihr Inbetriebnahmedatum bei. Das/die vorhandene(n) BHKW und das neue BHKW werden jedoch im Hinblick auf die Bemessungsleistung bei der Vergütungsermittlung nach dem EEG 2012 zusammengefasst.

Gemäß § 19 Absatz 1 Satz 2 EEG 2012 gelten ab dem 1. Januar 2012 mehrere Anlagen unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der Vergütung für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator als eine Anlage, wenn sie

- Strom aus Biogas mit Ausnahme von Biomethan erzeugen und
- das Biogas aus derselben Anlage zur Erzeugung von Biogas stammt.

Das zusätzliche neue BHKW wird leistungsseitig mit der bestehenden Gesamtanlage zusammengefasst. Der im zusätzlichen neuen BHKW erzeugte Strom wird deshalb nur nach der Vergütungsstufe vergütet, die nicht bereits durch das/die zuvor in Betrieb genommene(n) BHKW „ausgeschöpft“ ist.

Das neue BHKW erhält unter diesen Voraussetzungen nicht das Inbetriebnahmedatum der Biogasanlage, sondern ein eigenes Inbetriebnahmedatum. Der im neuen BHKW erzeugte Strom ist dementsprechend nach den Vergütungssätzen des EEG 2012 zu vergüten. § 19 Absatz 1 Satz 2 EEG 2012 bietet inso-

Praxistipp: Vor einer Anlagenerweiterung sollte der erhöhte Bedarf an Substraten ermittelt und deren Verfügbarkeit langfristig gesichert werden. Führt die Anlagenerweiterung zur Anwendung des EEG 2012, sollte auch die ausreichende Nutzung der Prozesswärme sichergestellt sein, die eine zusätzliche Vergütungsvoraussetzung nach dem EEG 2012 darstellt

weit keine Grundlage dafür, die bestehende Biogasanlage und das neue BHKW als eine Gesamtanlage mit einem einheitlichen Inbetriebnahmedatum zu werten.

Fallbeispiel: Anlagenbetreiber A hat im Jahr 2010 eine Biogasanlage mit einem BHKW und einer elektrischen Leistung von 400 kW in Betrieb genommen. Er plant, im Jahr 2014 ein zusätzliches neues BHKW mit einer elektrischen Leistung von 500 kW am Standort der Biogasanlage zu errichten. Insgesamt wird die Anlage somit auf eine elektrische Leistung von 900 kW erweitert.

TAB. 7.5: VORAUSSICHTLICHE EEG-VERGÜTUNG FÜR DEN ERZEUGTEN STROM NACH EINER ANLAGENERWEITERUNG DURCH BHKW-ZUBAU

Leistungsklasse (Anteil an der Gesamtleistung)	anwendbares Gesetz	Höhe der Grundvergütung
bis 150 kW (= 150 kW)	EEG 2009	11,55 ct/kWh
150–400 kW (= 250 kW)	EEG 2009	9,09 ct/kWh
400–500 kW (= 100 kW)	EEG 2012	11,81 ct/kWh
500–900 kW (= 400 kW)	EEG 2012	10,56 ct/kWh

Ob die Inbetriebnahme des neuen BHKW nach dem 1.1.2014 dazu führt, dass die Gesamtanlage eine installierte Leistung von mehr als 750 kW erreicht und damit der Direktvermarktung unterliegt, ist rechtlich noch nicht geklärt.

7.7.3 Austausch eines vorhandenen BHKW gegen ein neues BHKW am Standort der Biogasanlage

Der Austausch eines vorhandenen BHKW gegen ein neues BHKW am Standort der Biogasanlage hat keine Auswirkung auf den Inbetriebnahmezeitpunkt der gesamten Biogasanlage.

Wird ein neues BHKW erstmalig zu einem Zeitpunkt in Betrieb genommen, der nach dem Inbetriebnahmezeitpunkt der Biogasanlage liegt, bleibt es für diese Biogasanlage bei deren ursprünglichem Inbetriebnahmezeitpunkt.

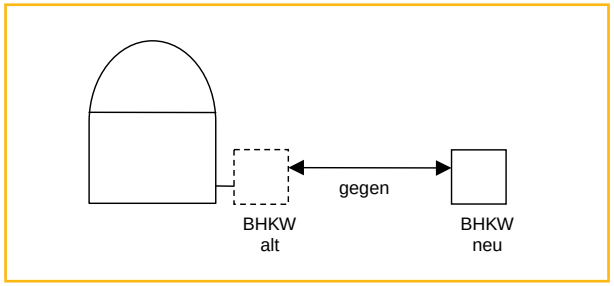


Abb. 7.2: Austausch eines vorhandenen BHKW gegen ein neues BHKW am Standort der Biogasanlage

Das neu installierte BHKW übernimmt das Inbetriebnahmejahr der bestehenden Biogasanlage. Die EEG-Stromeinspeisevergütung bemisst sich in ihrer Höhe damit weiterhin nach dem Vergütungssatz, der für den erstmaligen Inbetriebnahmezeitpunkt der Biogasanlage, in die das neue BHKW eingesetzt wird, gilt.

Die EEG-Vergütung wird jedoch lediglich für den „Restzeitraum" gewährt, der für die bestehende Biogasanlage verbleibt.

Fallbeispiel: Anlagenbetreiber B hat im Jahr 2010 eine Biogasanlage mit einem BHKW und einer elektrischen Leistung von 400 kW in Betrieb genommen. Er plant, im Jahr 2014 das bestehende BHKW gegen ein neues BHKW mit derselben elektrischen Leistung von 400 kW am Standort der Biogasanlage auszutauschen. Der Anspruch auf die EEG-Vergütung endet insgesamt zum 31. Dezember 2030.

TAB. 7.6: VORAUSSICHTLICHE EEG-VERGÜTUNG FÜR DEN ERZEUGTEN STROM NACH EINER ANLAGENERWEITERUNG DURCH BHKW-AUSTAUSCH

Leistungsklasse (Anteil an der Gesamtleistung)	anwendbares Gesetz	Höhe der Grundvergütung
bis 150 kW (= 150 kW)	EEG 2009	11,55 ct/kWh
150–400 kW (= 250 kW)	EEG 2009	9,09 ct/kWh
400–500 kW (= 100 kW)	EEG 2009	9,09 ct/kWh

7.7.4 Austausch eines vorhandenen BHKW gegen ein neues, leistungsstärkeres BHKW am Standort der Biogasanlage

Das Gleiche gilt, wenn das neu installierte BHKW eine höhere Leistung hat, als das bisher in der Biogasanlage verwendete BHKW, das ausgetauscht wird.

Insbesondere wenn die Leistung des neuen BHKW diejenige des bisherigen BHKW signifikant übersteigt, wird vereinzelt vertreten, dass in diesem Fall der überschießende Anteil der Stromerzeugung nach den Sätzen zu vergüten ist, die für Neuanlagen gelten. Begründet wird dies damit, dass es sich begrifflich um eine neue, andersartige Anlage oder zumindest um die erneute Inbetriebnahme der nunmehr veränderten Altanlage handele.

Diese Rechtsauffassung überzeugt nicht und ist daher abzulehnen. Würde man dieser Ansicht folgen, wäre es dem Anlagenbetreiber möglich, durch den wiederholten Einbau von jeweils leistungsstärkeren Generatoren den Vergütungszeitraum zu verlängern, ohne erneut die erforderlichen Investitionskosten zu tragen. Insbesondere ist im EEG 2012 nicht geregelt, wie der Stromanteil zu bestimmen wäre, der nach dem EEG 2012 vergütet werden muss. Im EEG 2012 ist auch nicht geregelt, wie der Stromanteil zu ermitteln ist, an den die zusätzlichen Voraussetzungen, die durch das EEG 2012 neu eingeführt wurden, gebunden sind.

Vielmehr verbleibt es auch beim Austausch eines vorhandenen BHKW in einer Biogasanlage durch ein neues, leistungsstärkeres BHKW für die gesamte Anlage bei dem einmal festgesetzten Inbetriebnahmezeitpunkt und den entsprechenden Vergütungssätzen (siehe dazu auch die Erläuterungen und das Fallbeispiel in Kapitel 7.7.3).

7.7.5 Austausch eines vorhandenen BHKW gegen ein neues BHKW am Satelliten-Standort

Beim Austausch eines vorhandenen Satelliten-BHKW gegen ein neues BHKW am Satelliten-Standort wird die vorhandene Anlage ersetzt.

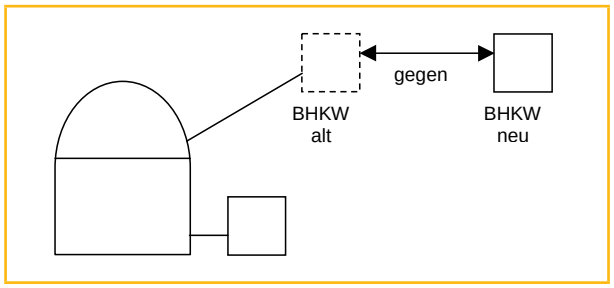


Abb. 7.3: Austausch eines vorhandenen BHKW gegen ein neues BHKW am Satelliten-Standort

Im Gegensatz zu den vorab dargestellten Konstellationen (am Standort der Biogasanlage) handelt es sich bei einem nach dem EEG 2009 in Betrieb genommenen Satelliten-BHKW nicht nur um einen Standort, sondern um eine eigenständige Anlage. Beim Austausch des bisher betriebenen Satelliten-BHKW verbleiben daher nur die Fundamente und die vorhandene Rohbiogasleitung. Dies reicht nicht aus, um eine Gesamtanlage zu konstruieren, deren Inbetriebnahmedatum von einem neuen Austausch-BHKW übernommen werden könnte.

Das am Satelliten-Standort neu zu installierende BHKW erhält somit ein eigenes Inbetriebnahmedatum. Auf die Inbetriebnahme des neuen BHKW findet das EEG 2012 Anwendung. Das neue BHKW ist im Hinblick auf die bei der Vergütung zu berücksichtigende Bemessungsleistung gemäß § 19 Abs. 1 Satz 2 EEG 2012 mit den bereits vorhandenen BHKW am Standort der Biogasanlage zusammenzufassen. Die Grundvergütung für das neue BHKW fällt aufgrund der degressiven Vergütungssätze im Vergleich zu einer eigenständigen Anlage entsprechend geringer aus.

Fallbeispiel: Anlagenbetreiber C hat im Jahr 2010 eine Biogasanlage nebst BHKW mit einer elektrischen Leistung von 250 kW und ein Satelliten-BHKW mit einer elektrischen Leistung von 400 kW in Betrieb genommen. Er plant, im Jahr 2014 das Satelliten-BHKW gegen ein neues BHKW mit einer elektrischen Leistung von 500 kW auszutauschen. Die Anlage wird um eine elektrische Leistung von 100 kW, auf insgesamt 750 kW erweitert. Der Anspruch auf die EEG-Vergütung für das ausgetauschte Satelliten-BHKW endet zum 31. Dezember 2034.

TAB. 7.7: VORAUSSICHTLICHE EEG-VERGÜTUNG FÜR DEN ERZEUGTEN STROM NACH EINER ANLAGENERWEITERUNG DURCH AUSTAUSCH EINES SATELLITEN-BHKW

Leistungsklasse (Anteil an der Gesamtleistung)	anwendbares Gesetz	Höhe der Grundvergütung
bis 150 kW (= 150 kW)	EEG 2009	11,55 ct/kWh
150–250 kW (= 100 kW)	EEG 2009	9,09 ct/kWh
250–500 kW (= 250 kW)	EEG 2012	11,81 ct/kWh
500–750 kW (= 250 kW)	EEG 2012	10,56 ct/kWh

Die Rechtsfragen, wie der Austausch von BHKW und das Repowering nach dem EEG 2012 zu bewerten sind, sind bei Redaktionsschluss im April 2013 noch nicht abschließend geklärt. Die Clearingstelle EEG führt derzeit ein Empfehlungsverfahren durch, das sich mit den Begriffen der Anlage und der Inbetriebnahme nach dem EEG 2012 beim Austausch und Versetzen von Anlagen und Anlagenteilen befasst (Empfehlungsverfahren 2012/19).

7.7.6 Auswirkungen auf die Genehmigung

Der Austausch eines vorhandenen BHKW bzw. der Bau eines neuen zusätzlichen BHKW stellt immer auch eine genehmigungsrechtlich beachtliche Änderung oder Erweiterung der gesamten Biogasanlage dar.

Änderungen und Erweiterungen von Biogasanlagen, welche nicht dem Anwendungsbereich des BImSchG unterfallen, erfordern grundsätzlich eine Baugenehmigung nach der jeweiligen Landesbauordnung.

Für nach dem BImSchG genehmigte Biogasanlagen ist entweder eine bloße Änderungsanzeige oder eine Änderungsgenehmigung erforderlich.

Änderungsanzeige

Im Rahmen einer schriftlichen Änderungsanzeige gemäß § 15 BImSchG gegenüber der zuständigen Genehmigungsbehörde sind Änderungen der Lage, der Beschaffenheit oder des Betriebs einer Anlage anzeigepflichtig. Die Anzeige hat mindestens einen Monat vor Beginn der Änderungen zu erfolgen. Eine Anzeige ist entbehrlich, wenn sofort eine Änderungsgenehmigung beantragt wird.

Die zuständige Genehmigungsbehörde prüft innerhalb eines Monats nach Eingang der Anzeige, ob für die Änderung eine Genehmigung erforderlich ist. Eine Änderungsgenehmigung ist dann nicht erforderlich, wenn es sich um unwesentliche Änderungen handelt, deren nachteilige Auswirkungen als offensichtlich gering eingeschätzt werden. Dies ist der Fall, wenn untergeordnete Anlagenteile im Rahmen der erteilten Genehmigung lediglich ersetzt oder ausgetauscht werden.

Der Austausch eines BHKW-Motors mit vergleichbarer Leistung stellt regelmäßig eine unwesentliche Änderung dar und bedarf lediglich einer Änderungsanzeige.

Erst nach einer Mitteilung der Genehmigungsbehörde, dass keine Genehmigung erforderlich ist, darf mit der vorgesehenen Änderung begonnen werden. Dieser Mitteilung kommt jedoch keine Konzentrationswirkung entsprechend einer Genehmigung nach dem BImSchG zu. Somit muss der Anlagenbetreiber selbst überprüfen, ob weitere – etwa baurechtliche – Genehmigungen erforderlich sind. Es bleibt dem Anlagenbetreiber überlassen, statt einer Änderungsanzeige eine Änderungsgenehmigung im vereinfachten Genehmigungsverfahren zu beantragen und somit eine Konzentrationswirkung herbeizuführen, § 16 Absatz 4 BImSchG.

Änderungsgenehmigung

Eine Änderungsgenehmigung ist immer dann erforderlich, wenn es sich bei der geplanten Änderung um eine „wesentliche Änderung“ handelt. Nach § 16 Absatz 1 BImSchG liegt eine wesentliche Änderung dann vor, wenn durch die Änderung nach-

teilige Auswirkungen hervorgerufen werden können und diese erheblich sein können.

Dies kommt insbesondere beim Bau eines weiteren BHKW oder dem Austausch eines vorhandenen BHKW gegen ein leistungsstärkeres BHKW in Betracht. Eine Änderungsgenehmigung ist jedenfalls dann erforderlich, wenn eine Erweiterung für sich genommen genehmigungspflichtig nach dem BImSchG ist.

Fallbeispiel: Ist ein zusätzliches BHKW mit einer Feuerungswärmeleistung von mindestens 1 MW geplant, so ist in jedem Fall eine Änderungsgenehmigung zu beantragen.

Gegenstand des Änderungsgenehmigungsverfahrens sind die Teile der Anlage, welche zu einer Anlagenänderung oder -erweiterung führen sowie deren mögliche Auswirkungen auf die Gesamtanlage. Der Prüfungsumfang ist mit einer Erstgenehmigung vergleichbar, bei der auch die Anforderungen der TA Luft und TA Lärm zu beachten und entsprechende Grenzwerte einzuhalten sind. Die Frage, ob ein förmliches oder ein vereinfachtes Genehmigungsverfahren durchzuführen ist, richtet sich nach den Eigenschaften der Anlage im Zeitpunkt nach der geplanten Änderung.

Auch bei Änderungsanzeigen und Änderungsgenehmigungen ist die Genehmigungspraxis in den einzelnen Bundesländern und der zuständigen Genehmigungsbehörden nicht einheitlich.

Praxistipp: Ob die Behörde eine Änderung wie den Austausch eines BHKW als wesentliche Änderung i. S. d. § 16 BImSchG wertet, sollte vorab geklärt werden. Es empfiehlt sich daher, den Austausch des BHKW frühzeitig der Genehmigungsbehörde gemäß § 15 BImSchG anzuzeigen. Die Genehmigungsbehörde prüft innerhalb eines Monats die Erforderlichkeit einer Änderungsgenehmigung, sodass rasch Rechtssicherheit für die weitere Realisierung des Projekts hergestellt werden kann.

7.8 Netzanschlusspflicht des Netzbetreibers

Das EEG verpflichtet den Netzbetreiber, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas unverzüglich vorrangig an sein Netz anzuschließen, § 5 Absatz 1 EEG 2012.

Die Festlegung des Netzverknüpfungspunktes kann für den Betreiber einer Biogasanlage von erheblicher wirtschaftlicher Bedeutung sein, da er die Kosten für den Netzanschluss zu tragen hat.

Nach dem EEG 2012 soll der Netzanschluss dort verwirklicht werden, wo die geringsten volkswirtschaftlichen Kosten entstehen. Grundsätzlich soll der Netzverknüpfungspunkt die in der Luftlinie zum Standort der Anlage kürzeste Entfernung aufweisen, wenn nicht ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist. Dabei ist der Anlagenbetreiber gemäß § 5 Absatz 2 EEG 2012 berechtigt, einen anderen Netzverknüpfungspunkt zu wählen. Nach der Rechtsprechung des BGH ist das Recht des Anlagenbetreibers, den Netzverknüpfungspunkt frei zu wählen, dann eingeschränkt, wenn die Wahl für den Netzbetreiber erhebliche Mehrkosten nach sich zieht. Alternative Netzverknüpfungspunkte sind sowohl im eigenen Netz des Netzbetreibers als auch in Netzen Dritter zu berücksichtigen.

Praxistipp: Vor der Standortauswahl für die Biogasanlage empfiehlt sich mit dem Netzbetreiber eine abschließende Klärung des Netzverknüpfungspunktes.

7.9 Einspeisemanagement

Bereits das EEG 2009 enthielt technische Vorgaben für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas. Insbesondere forderte das Gesetz, dass Biogasanlagen mit einer Leistung von mehr als 100 kW elektrisch über eine – technische oder betriebliche – Einrichtung zum Einspeisemanagement verfügen müssen. Der Netzbetreiber war danach bereits nach dem EEG 2009 berechtigt, in begründeten Fällen der Netzüberlastung durch EEG-Strom einzelne Biogasanlagen herunterzuregeln und so die Netzstabilität wiederherzustellen.

Diese Regelung gilt weiterhin auch im EEG 2012. Sofern ein Fall der Abregelung einer Anlage tatsächlich eintritt, hat der Netzbetreiber den Anlagenbetreiber für die entgangene Einspeisevergütung zu entschädigen. Durch § 12 Absatz 1 EEG 2012 wird die Entschädigung jedoch auf 95 % der entgangenen Einnahmen abgesenkt. Der Netzbetreiber hat die entgangene Einspeisevergütung zuzüglich entgangener Wärmeerlöse zu erstatten. Ersparte Aufwendungen, wie etwa Brennstoffkosten, werden angerechnet. Übersteigen die entgangenen Einnahmen in einem Jahr 1 % der Einnahmen des jeweiligen Jahres, sind die von der Regelung betroffenen Anlagenbetreiber ab diesem Zeitpunkt zu 100 % zu entschädigen. Die Ermittlung der Höhe der Entschädigungszahlungen richtet sich nach dem aktuellen Leitfaden der Bundesnetzagentur zum EEG-Einspeisemanagement vom 29. März 2011.

Betreiber von Biogasanlagen sind zunehmend vom Einspeisemanagement betroffen. Nach dem EEG 2012 sind die Netzbetreiber verpflichtet, Betreiber spätestens am Vortag über die Maßnahmen des Einspeisemanagements zu informieren. Dies gilt jedoch nur bei vorhersehbaren Maßnahmen.

7.10 Direktvermarktung

Alternativ zur Inanspruchnahme der EEG-Einspeisevergütung können Anlagenbetreiber den aus Biogas erzeugten Strom auch direkt vermarkten, vgl. §§ 33a ff. EEG 2012.

Der eingespeiste Strom kann im Rahmen der Direktvermarktung direkt an einen Dritten veräußert oder an der Strombörse EEX verkauft werden. An der Börse wird der Grünstrom wie konventionell erzeugter Strom gehandelt und entsprechend zum Marktpreis verkauft.

7.10.1 Arten der Direktvermarktung

Das EEG 2012 eröffnet drei unterschiedliche Wege der Direktvermarktung:

- Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktprämie,
- Direktvermarktung zur Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs, und

Praxistipp: Die Direktvermarktung erfolgt branchenüblich über professionelle Direktvermarkter, die dem Anlagenbetreiber eine Mindestvergütung in Höhe der EEG-Vergütungssätze garantieren und darüber hinaus die Managementprämie mit dem Anlagenbetreiber teilen.

- die „sonstige" Direktvermarktung für alle übrigen Fälle.

Betreiber von Biogasanlagen nutzen vor allem das Marktprämienmodell. Demgegenüber spielen die beiden anderen Möglichkeiten der Direktvermarktung in der Praxis keine große Rolle.

Der Anlagenbetreiber muss auch bei einem Wechsel in die Direktvermarktung weiterhin alle Voraussetzungen für den Erhalt der EEG-Einspeisevergütung erfüllen.

Betreiber von Neuanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 100 kW müssen technische Einrichtungen vorhalten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren und die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen kann. Diese ist von Anlagenbetreibern, die eine solche Einrichtung bisher nicht vorhalten mussten, nachzurüsten.

Des Weiteren sind die übrigen Voraussetzungen bei der Biogaserzeugung einzuhalten, z. B. der sogenannte „Maisdeckel". Biogasanlagen, die nach dem 1. Januar 2012 erstmals Biogas erzeugt haben, dürfen maximal 60 Masseprozent Mais (Ganzpflanze) und Getreidekorn einschließlich Corn-Cob-Mix und Körnermais sowie Lieschkolbenschrot je Kalenderjahr gemäß § 27 Absatz 5 EEG 2012 einsetzen.

Ist die Anlage Teil einer Gesamtanlage und wird sie mit anderen Anlagen über dieselbe Messeinrichtung abgerechnet, muss der in der Gesamtanlage insgesamt erzeugte Strom direkt vermarktet werden. Soll der Strom nur teilweise direkt vermarktet werden, so wird die Installation einer weiteren Messeinrichtung notwendig.

Für Strom aus Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 750 kW, die Biogas einsetzen und nach dem 31. Dezember 2013 in Betrieb genommen werden, wird keine gesetzliche EEG-Einspeisevergütung gezahlt. Diese neuen Anlagen müssen zwingend an der Direktvermarktung teilnehmen, § 27 Absatz 3 i. V. m. § 33c Absatz 3 EEG 2012.

Jeweils einen Monat vor Beginn der Direktvermarktung muss der Anlagenbetreiber dem zuständigen Netzbetreiber den Wechsel der Vergütungsart mitteilen.

Der Anlagenbetreiber kann nach rechtzeitiger Anzeige gegenüber dem Netzbetreiber aus der Direktvermarktung aussteigen und zur Inanspruchnahme der EEG-Einspeisevergütung zurückkehren. Die vertragliche Vereinbarung mit dem Abnehmer des Stroms muss dies jedoch zulassen. Der erzeugte und eingespeiste Strom werden dann unter Berücksichtigung derselben Vergütungssätze und Inbetriebnahmedatums weiter vergütet.

TAB. 7.8: MANAGEMENTPRÄMIE FÜR BIOMASSE, WASSERKRAFT UND ANDERE STEUERBARE ERNEUERBARE ENERGIEN

2013	0,275 ct/kWh
2014	0,25 ct/kWh
ab 2015	0,225 ct/kWh

7.10.2 Marktprämie

Anlagenbetreiber, die an der Direktvermarktung teilnehmen, erhalten zusätzlich zu den Erlösen, die sie für den Verkauf des Stroms auf dem freien Markt erzielen, vom Netzbetreiber eine sogenannte Marktprämie. Diese Marktprämie gleicht die Differenz zwischen dem Marktpreis und der EEG-Einspeisevergütung aus. Der Anlagenbetreiber wird damit wirtschaftlich mindestens so gestellt, als hätte er die EEG-Einspeisevergütung erhalten.

Die Marktprämie soll Anreize für einen Wechsel des Anlagenbetreibers in die Direktvermarktung setzen. Beim Wechsel in die Direktvermarktung wählt der Anlagenbetreiber seinen Geschäftspartner selbst aus und trägt auch das Preisrisiko sowie vertragliche Risiken selbst. Diese Risiken gleicht die Marktprämie weitgehend aus.

Die Höhe der Marktprämie errechnet sich kalendermonatlich aus der Differenz zwischen der bisherigen EEG-Einspeisevergütung und dem Marktpreis. Dabei wird als Marktpreis der durchschnittliche energieträgerspezifische Strompreis des jeweiligen Handelsmonats an der Börse herangezogen. Die Differenz zwischen diesem Marktpreis und der Einspeisevergütung wird als Marktprämie aufgeschlagen. Kann der Anlagenbetreiber für den eingespeisten Strom einen über dem Marktpreis liegenden Erlös erzielen, wird die Marktprämie nicht anteilig verringert. Den Anlagenbetreibern eröffnet sich hierdurch die Möglichkeit, einen über die Einspeisevergütung hinausgehenden Erlös für den Strom zu erzielen.

Für den administrativen Aufwand und Strukturierungskosten kann der Anlagenbetreiber zusätzlich eine sogenannte „Managementprämie" in Anspruch nehmen. Diese sinkt bis zum Jahr 2016 stufenweise auf 0,225 ct/kWh:

An den Verstoß gegen die Voraussetzungen bei der Inanspruchnahme der Marktprämie, wie z. B. Anzeigepflichten gegenüber dem Netzbetreiber, knüpft das EEG 2012 nunmehr konkrete Sanktionen.

7.10.3 Flexibilitätsprämie

Ergänzend zur Marktprämie können Anlagenbetreiber die Flexibilitätsprämie gemäß § 33i EEG 2012 in Anspruch nehmen, sofern sie eine Überkapazität vorhalten, die bei Bedarf vom Netzbetreiber in Anspruch genommen werden kann. Die Flexibilitätsprämie soll einen finanziellen Anreiz bieten, erforderliche Investitionen für den Bau eines weiteren BHKW oder die Errichtung eines Gas- oder Wärmespeichers vorzunehmen.

Die Flexibilitätsprämie wird für den gesamten in der Anlage erzeugten und direkt vermarkteten Strom gezahlt. Eine anteilige Direktvermarktung ist bei der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie unzulässig. Weiterhin muss die Direktvermarktung des Stroms über einen Zeitraum von zehn Jahren eingehalten werden (§ 33i Absatz 4 Satz 1 EEG 2012). Bei einem zwischenzeitlichen Ausstieg aus der Direktvermarktung nach § 33d Absatz 1 EEG 2012 entfällt der Anspruch für die gesamte Zukunft.

Die Anlagenkonzeption muss die technischen Anforderungen an die Direktvermarktung nach § 33c EEG 2012 erfüllen. Diese sind zwingende Voraussetzungen für die Zahlung der Flexibilitätsprämie. Die Flexibilitätsprämie für Strom aus der jeweiligen Anlage kann nur dann beansprucht werden, wenn die Anlage eine Bemessungsleistung von mindestens 20 %

der installierten Leistung aufweist. Die Bemessungsleistung entspricht der durchschnittlichen jährlichen Auslastung eines BHKW. Möchte ein Anlagenbetreiber die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen, bedarf es einer Bescheinigung der technischen Eignung seiner Anlage durch einen zertifizierten Umweltgutachter.

Die Höhe der Flexibilitätsprämie berechnet sich nach einer in Anlage 5 zum EEG 2012 festgelegten Formel. Die Bemessungsleistung ist mit 1,1 (für Biogas) bzw. 1,6 (für Biomethan) zu multiplizieren und von der installierten Leistung abzuziehen. Die Flexibilitätsprämie bemisst sich nach der vorgehaltenen „Zusatzleistung" der Anlage. Je Kilowatt Zusatzleistung werden 130 Euro pro Jahr gezahlt.

Der Anlagenbetreiber hat auch die Möglichkeit, wieder aus der Direktvermarktung auszusteigen. Nach rechtzeitiger Anzeige gegenüber dem Netzbetreiber ist die Inanspruchnahme der EEG-Einspeisevergütung möglich, sofern dies auch die vertragliche Vereinbarung mit dem Abnehmer des Stroms zulässt. Der erzeugte und eingespeiste Strom wird dann unter Berücksichtigung derselben Vergütungshöhe und des Inbetriebnahmedatums weitergezahlt.

7.10.4 Grünstromprivileg

Eine weitere Möglichkeit, Strom aus Erneuerbaren Energien direkt zu vermarkten, besteht durch die Inanspruchnahme des sogenannten Grünstromprivilegs.

Der Anlagenbetreiber kann seinen Strom an einen Stromhändler verkaufen, der das sogenannte Grünstromprivileg in Anspruch nimmt. Das Grünstromprivileg besteht für Stromhändler dann, wenn ein gewisser Teil des Portfolios aus Strom aus erneuerbaren Energien besteht. Die Strommengen, die der Stromhändler an Letztverbraucher liefert, sind dann ganz oder teilweise von der Zahlung der EEG-Umlage befreit.

Anlagenbetreiber können so durch den Verkauf ihres Stroms an einen Stromhändler höhere als die marktüblichen Preise für ihren Strom erzielen. Der Stromhändler generiert beispielsweise wirtschaftliche Vorteile auch daraus, dass er den Strom, der aus erneuerbaren Energien stammt, als „Grünstrom" ausweisen und damit zu einem höheren Preis am Markt verkaufen kann.

7.10.5 Teilnahme am Regelenergiemarkt

Seit Inkrafttreten des EEG 2012, d.h. ab 1. Januar 2012, können Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen und diesen im Wege der Direktvermarktung verkaufen, am Regelenergiemarkt teilnehmen.

Sofern die zusätzlichen Voraussetzungen, wie z.B. Erfüllungsnachweise des Anlagenbetreibers über seine technische Kompetenz und über die Erbringung der Regelleistung unter betrieblichen Bedingungen vorliegen, besteht hierin ein zusätzlicher wirtschaftlicher Anreiz zur Teilnahme an der Direktvermarktung.

Insbesondere ist es für Anlagenbetreiber attraktiv, sich mit anderen zu virtuellen Kraftwerken zusammenzuschließen und im Rahmen dieses Zusammenschlusses am Regelenergiemarkt teilzunehmen. Auf diese Weise kann eine größere Flexibilität am Markt angeboten werden. Schließlich erhöht sich die Vergütung entsprechend der vorgehaltenen Kapazität und Flexibilität.

7.11 Wärmenutzung

Anders als im EEG 2009, ist die Wärmenutzung im EEG 2012 nun zwingende Voraussetzung für die Zahlung der Einspeisevergütung. Im Gegenzug dazu ist der KWK-Bonus, den das EEG 2009 bisher gewährte, entfallen. In der Sache entsprechen die Voraussetzungen der nun verpflichtend vorgeschriebenen Wärmenutzung jedoch weitgehend den Vorschriften des EEG 2009 für den KWK-Bonus.

Im Jahr der Inbetriebnahme und im ersten Betriebsjahr muss die erzeugte Wärme für den Anteil von 25 % des erzeugten Stroms sinnvoll genutzt werden. In den Folgejahren müssen mindestens 60 % der Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung erfolgen. 25 % der Wärme werden bereits pauschal für die Beheizung des Fermenters angerechnet. Wird die Wärmenutzungspflicht nicht erfüllt, verringert sich der Vergütungsanspruch für das entsprechende Betriebsjahr entsprechend. Allerdings verliert der Anlagenbetreiber den Vergütungsanspruch nicht endgültig. Sofern er die Mindestwärmenutzung in einem darauffolgenden Betriebsjahr wieder nachweisen kann, besteht der Anspruch auf die Einspeisevergütung erneut.

Voraussetzungen der Wärmenutzung

- Erzeugung von Strom in Kraft-Wärme-Kopplung
- Keine Wärmenutzungsart im Sinne der Negativliste
- Wärmenutzungsart, die auf der Positivliste genannt ist oder
- Wärmenutzung nach der Generalklausel, d.h. eine Wärmenutzung, die nachweislich fossile Energieträger ersetzt.

Das EEG 2012 enthält folgende Ausnahmen von der Wärmenutzungspflicht:

- Teilnahme am Marktprämienmodell: Die Anlagen, die an der Direktvermarktung teilnehmen und die Marktprämie erhalten, sind von der Wärmenutzungspflicht ausgenommen.
- Einsatz von Gülle: Biogasanlagen, in denen mindestens 60 Masseprozent Gülle eingesetzt werden, sind von der Wärmenutzungspflicht ausgenommen.
- Einsatz von Bioabfällen: Eine weitere Ausnahme von der Pflicht zur Mindestwärmenutzung besteht für Bioabfallvergärungsanlagen.

Positivliste

Wenn Strom in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird und eine Nutzungsart entsprechend der Positivliste vorliegt, ist die Mindestwärmenutzungspflicht erfüllt.

Auf der Positivliste finden sich vor allem die Beheizung von Wohngebäuden und verschiedenen Tierställen sowie die Nutzung als Prozesswärme für verschiedene industrielle Prozesse. Insbesondere nennt das EEG 2012 nunmehr ausdrücklich die Nutzung der Wärme zur Holztrocknung. Schließlich findet sich auf der Positivliste – wie schon bisher – die Einspeisung in ein Wärmenetz mit einer Länge von mindestens 400 Metern, wobei dessen Wärmeverluste unter 25 % liegen müssen. Die Errichtung von Nahwärmenetzen wird daher weiterhin indirekt durch das EEG 2012 gefördert.

Negativliste

Ist die konkrete Wärmenutzungsart nicht auf der Positivliste genannt, ist zu prüfen, ob sie sich auf der sogenannten Negativlis-

te findet. Die Wärmenutzungsarten, die auf dieser Liste stehen, werden ausdrücklich nicht zur Erfüllung der Mindestwärmenutzungspflicht anerkannt.

Auf dieser Liste befinden sich derzeit die Wärmenutzung aus Biomasseanlagen, die (auch) fossile Brennstoffe einsetzen und die Beheizung von bestimmten Gebäuden, die nicht unter die Energieeinsparverordnung fallen. Dies sind vor allem Gebäude, deren Beheizung klimapolitisch nicht als sinnvoll angesehen wird, wie etwa Maschinenhallen oder andere Gebäude, die ständig offen gehalten werden.

Generalklausel

Auch wenn eine bestimmte Art der Wärmenutzung nicht auf der Positivliste genannt ist, kann sie dennoch zulässig sein, um die Mindestwärmenutzungspflicht zu erfüllen. Dies ist der Fall, wenn die Wärmenutzung nachweislich fossile Energieträger bei der Wärmeerzeugung ersetzt.

Wie bisher, ist die Mindestwärmenutzung bei der Inanspruchnahme des Vergütungsanspruchs jährlich durch einen Umweltgutachter nachzuweisen. Für kleinere Anlagen bis zu einer elektrischen Leistung von 2 MW genügt anstelle des Umweltgutachtens ein entsprechender Herstellernachweis für die erstmalige Inanspruchnahme der Einspeisevergütung.

Förderung von Wärmenetzen

Neben der Einspeisevergütung bestehen weitere Möglichkeiten der Förderung bei der Errichtung von Wärmenetzen.

Hierzu gehört das sogenannte Marktanreizprogramm (MAP) [7-27], das Bestandteil des Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetzes (EEWärmeG) [7-28] ist. Danach können Nahwärmenetze, die mit Wärme aus einer Biogaserzeugungsanlage gespeist werden, gefördert werden.

Darüber hinaus gewährt das KfW-Programm Erneuerbare Energien eine Förderung für die Errichtung von Wärmenetzen, die aus erneuerbaren Energien gespeist werden, in Form von zinsgünstigen Darlehen, Tilgungszuschüssen und einer tilgungsfreien Anlaufzeit von bis zu drei Jahren.

Die Erzeugung von Strom in Kraft-Wärme-Kopplung sowie der Bau von Wärmenetzen wird durch ein eigenes Förderregime, nämlich das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) [7-29] gefördert. Das KWKG setzt nicht den Einsatz von erneuerbaren Energien als Brennstoff voraus. Es fördert im Wesentlichen den hohen Wirkungsgrad bei der gleichzeitigen (gekoppelten) Erzeugung von Strom und Wärme. Eine gleichzeitige Förderung nach EEG und KWKG ist ausgeschlossen.

7.12 Biogasaufbereitung und Biomethaneinspeisung

Biogas kann außerhalb der Verstromung (mit Vergütung des aus Biogas erzeugten Stroms nach dem EEG 2012) auch anderen Nutzungspfaden zugeführt werden. Biogas wird dazu auf Erdgasqualität, d. h. zu Biomethan, aufbereitet und in das Gasnetz eingespeist.

Der Gesetzgeber hat das Ziel vorgegeben, dass bis zum Jahr 2020 jährlich sechs Mrd. m³ Biomethan und bis zum Jahr 2030 jährlich zehn Mrd. m³ Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist werden. Die bisherige Entwicklung bleibt deutlich hinter den Prognosen zurück. Grund hierfür sind vor allem die hohen und nicht ausreichend kalkulierbaren Netzanschlusskosten sowie die regelmäßig bei Netzanschlussverfahren eintretenden Verzögerungen.

Bei der Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz kommt dem Netzanschluss eine Schlüsselrolle zu. Um auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas (Biomethan) in das Netz des örtlichen Erdgasnetzbetreibers einzuspeisen, muss die Biomethananlage an das Erdgasnetz angeschlossen werden. Maßgeblich für die Einspeisung von aufbereitetem Rohbiogas in das Gasnetz sind das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sowie die darauf beruhenden Verordnungen. Die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) regelt die Einspeisung von auf Erdgasqualität aufbereitetem Biogas in Erdgasnetze.

7.12.1 Rechtliche Regelungen zum Gasnetzanschluss

Die maßgeblichen Regelungen zum Gasnetzanschluss von Biomethananlagen sind in Teil 6, in den §§ 31 bis 37 der GasNZV [7-30] enthalten. Dort werden umfassende Regelungen getroffen, durch die Biogas gegenüber Erdgas im Hinblick auf den Netzanschluss und Netzzugang privilegiert wird. Der 6. Teil der GasNZV enthält eine Vorrangregelung für den Netzanschluss von Biomethananlagen.

Im Netzanschlussverfahren werden die gewünschte Einspeisekapazität, der konkrete Netzverknüpfungspunkt und damit der Standort der Anlage festgelegt, an dem das Biomethan in das Gasversorgungsnetz eingespeist werden soll. Hierbei steht dem Anschlussnehmer grundsätzlich ein Wahlrecht bezüglich des für ihn günstigsten Netzverknüpfungspunktes zu.

Das Netzanschlussverfahren für Biomethananlagen richtet sich nach § 33 Absatz 4 bis 7 GasNZV. Es gliedert sich im Wesentlichen in die folgenden Verfahrensschritte.

- Netzanschlussbegehren
- Netzverträglichkeitsprüfung
- Abschluss des Netzanschlussvertrags
- Abschluss des Realisierungsfahrplans
- Gemeinsame Planung des Netzanschlusses
- Errichtung und Inbetriebnahme des Netzanschlusses

Der Gasnetzbetreiber hat dem Anschlussnehmer innerhalb von drei Monaten nach Mitteilung eines positiven Prüfungsergebnisses des Netzanschlussbegehrens einen verbindlichen Netzanschlussvertrag vorzulegen (§ 33 Absatz 6 Satz 3 GasNZV).

Der Netzbetreiber und der Anschlussnehmer planen nach Abschluss des Netzanschlussvertrages gemeinsam die Umsetzung des Netzanschlussprojektes.

Nach § 36 Absatz 1 GasNZV hat der Einspeiser sicherzustellen, dass das Gas am Einspeisepunkt und während der Einspeisung den Voraussetzungen der Arbeitsblätter G 260 und G 262 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) (Stand 2007) entspricht. Hierfür hat er auch die Kosten zu tragen.

7.12.2 Gastransport und Biomethannutzung

Ist das Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist, finden auf den Transport des Biomethans zur Abnahmestelle die teilweise biomethanspezifischen, gaswirtschaftlichen Regelungen der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) Anwendung.

Die Netzbetreiber sind verpflichtet, vorrangig Biogas im Erdgasnetz zu transportieren. Dieser Vorrang gilt nicht nur für den Transport innerhalb eines Marktgebietes, sondern auch über Marktgebietsgrenzen hinweg (sogenannter marktgebietsüberschreitender Transport).

Das vom Anschlussnehmer bereitgestellte Biomethan hat dem im jeweiligen Netz befindlichen Gas zu entsprechen. Es stellen sich insbesondere erhöhte Anforderungen beim Handel, Transport und der Dokumentation des Biomethantransportes über die Grenzen eines Marktgebietes hinweg. Möchte der Anschlussnehmer z. B. Biomethan an eine Abnahmestelle liefern, die sich in einem anderen Marktgebiet befindet, hat er umfangreiche Bilanzierungsregeln zu beachten und Transport- und Konvertierungsentgelte zu zahlen.

Zur Auslegung der rechtlichen Vorgaben der GasNZV zur Bilanzierung von Biogas haben mehrere Branchenverbände einen gemeinsamen Leitfaden – Bilanzierung Biogas – vom 29. Juni 2012 erarbeitet, dessen Anwendung auch von der Bundesnetzagentur empfohlen wird.

Biomethan kann nach seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz neben der Verstromung auch im Wärme- und Biokraftstoffmarkt genutzt werden. Das Biomethan wird dann in dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zur Wärmeerzeugung oder als Kraftstoff in gasbetriebenen Fahrzeugen eingesetzt. Nach der Ausspeisung sind die jeweiligen nutzungsspezifischen Vorschriften zu beachten.

Für Betreiber von BHKW sind bei der Verstromung von aus dem Gasnetz entnommenen Biomethan insbesondere die gesetzlichen Voraussetzungen zum Gasäquivalent, zur Nachweisführung sowie zur Wärmenutzung entscheidend.

Die Bundesregierung fördert im Rahmen des EEWärmeG den Einsatz erneuerbarer Energien zur Wärmeerzeugung. Gemäß EEWärmeG kann die Pflicht zur Nutzung von erneuerbaren Energien auch durch die Nutzung von Biomethan erfüllt werden. Der Wärmeenergiebedarf des jeweiligen Gebäudes muss dann zu 30 % aus Biomethan gedeckt werden. Die Nutzung des Biomethans muss dabei in einer hocheffizienten KWK-Anlage erfolgen.

Um die Vermarktung von Biomethan als Kraftstoff zu fördern, hat der Gesetzgeber im Jahr 2009 zwei alternative Förderinstrumente eingeführt:

- Das Inverkehrbringen von Biomethan als Biokraftstoff ist steuerbegünstigt.
- Mineralölunternehmen können in Folge einer Quotenverpflichtung Biomethan aufkaufen. Die Erfüllung der Biokraftstoffquote als Folge des Inverkehrbringens von Biomethan kann an quotenverpflichtete Mineralölunternehmen weiter vermarktet werden.

Biomethan wird dennoch erst zurückhaltend auf dem Kraftstoffmarkt eingesetzt. Grund dafür ist die noch vergleichsweise geringe Anzahl von Erdgasfahrzeugen bzw. Erdgastankstellen.

Die rechtlichen Rahmenbedingungen zum Netzanschluss, zur Einspeisung und zur Biomethannutzung sind ausführlich in dem aktuellen FNR-Leitfaden „Biogasaufbereitung und -einspeisung" dargestellt.

7.13 Typische Verträge

Projektentwickler und Betreiber von Biogasanlagen müssen zahlreiche Verträge schließen. Die Anzahl und Rechtsnatur variieren je nach Geschäftsmodell. Unverzichtbar ist meist ein Anlagenbauvertrag. Auch die Substratversorgung und Gärrückstandabnahme müssen vertraglich geregelt werden. Zudem kann ein Betriebsführungsvertrag abgeschlossen werden. Bei Verstromung von Biogas im eigenen BHKW kann die Umsetzung eines sinnvollen Wärmenutzungskonzeptes weitere Vertragsabschlüsse erfordern. Wird das Rohbiogas – ganz oder teilweise – verkauft, ist insbesondere ein Biogasliefervertrag abzuschließen. Auch Gestattungsverträge mit privaten Grundstückseigentümern sowie Wegenutzungsverträge mit der Kommune sind von Bedeutung. Alle Verträge sollten auf die individuellen Bedürfnisse der Vertragspartner zugeschnitten sein, um deren Interessen bestmöglich auszugleichen.

7.13.1 Anlagenbauvertrag

Der Anlagenbauvertrag regelt die bauliche Beschaffenheit und ist das Kernstück für die Errichtung der Biogasanlage. Die wesentlichen Regelungspunkte hängen maßgeblich ab vom Konzept und der Größe der Anlage.

Aus Sicht des Anlagenbetreibers sind im Anlagenbauvertrag insbesondere die folgenden Punkte regelungsbedürftig:

- Errichtung aus einer Hand: Es ist empfehlenswert, dass der Vertragspartner die schlüsselfertige Errichtung der Biogasanlage möglichst unter Einschluss aller Gewerke und mit Vereinbarung konkreter Leistungswerte übernimmt. Damit werden Streitigkeiten über die Verantwortlichkeiten für einzelne Gewerke vermieden. Der Anlagenbauvertrag sollte ein detailliertes Leistungsverzeichnis enthalten.
- Technische Voraussetzungen: Die technischen Voraussetzungen für die Vergütungsansprüche nach EEG sind einzuhalten (z. B. mindestens 150 Tage hydraulische Verweildauer der Gärsubstrate im gasdichten System).
- Ein konkreter Fertigstellungstermin sollte vereinbart werden, zudem Regelungen bei Verzögerungen, um Einnahmeausfälle zu kompensieren (Vertragsstrafe).
- Sicherheiten: Bankbürgschaften oder andere werthaltige Sicherheiten können das Kostenrisiko sowohl in der Bau- als auch in der Gewährleistungsphase reduzieren.
- Inbetriebnahme: Klare Regelungen zu Probebetrieb (Umfang, Dauer, Leistungswerte, Wiederholungsversuche etc.) und Abnahme vermeiden Streitigkeiten.
- Nachtragsvereinbarungen: Absprachen zum „Ob und Wie" nachträglicher Änderungen des Leistungsumfanges (Reduzierung und/oder Erweiterung) erhöhen die Flexibilität, selbst wenn ein Änderungswunsch bei Vertragsschluss noch nicht absehbar ist.
- Haftung/Gewährleistung: Eine Reduzierung des gesetzlichen Gewährleistungsumfanges sollte möglichst vermieden werden. Ziel des Anlagenbetreibers ist stattdessen eine Verlängerung des Gewährleistungszeitraumes. Der Anlagenbauer

Praxistipp: Die Hinzuziehung eines professionellen Anlagenplaners ist insbesondere für „Neulinge" empfehlenswert.

möchte hingegen möglichst frühzeitig aus seinen Pflichten entlassen werden. Die gesetzlichen Regelungen zur Gewährleistung sind inhaltlich meist hinreichend, allerdings zeitlich regelmäßig auf maximal fünf Jahre begrenzt (BGB: 5 Jahre, VOB: 4 Jahre).

- Ersatzteilversorgung: Eine vorausschauende Planung umfasst einen vertraglichen Anspruch auf Versorgung mit Ersatzteilen zu feststehenden oder jedenfalls bestimmbaren Preisen (Preisanpassungsklauseln) für den 20-jährigen EEG-Vergütungszeitraum.
- Fälligkeit der Vergütung: Üblicherweise wird die Zahlung nach Baufortschritt vereinbart. Die Höhe der Abschlagszahlungen orientiert sich am wirtschaftlichen Wert des Gewerks bzw. der Teilleistung, deren Fälligkeit ergibt sich aus dem Projektablaufplan/Bauzeitenplan. Die Auszahlung der letzten Rate sollte nicht vor Ablauf des Gewährleistungszeitraumes erfolgen, jedenfalls aber nicht vor der Stellung entsprechender Sicherheiten (Gewährleistungsbürgschaft).

7.13.2 Betriebsführungs-/Wartungsvertrag

Die Biogasanlage muss regelmäßig gewartet und instand gehalten werden. Betreiber von Biogasanlagen schließen in aller Regel Wartungsverträge für ihre Biogasanlage ab, gelegentlich ergänzt durch Betriebsführungsverträge.

Falls der Anlagenhersteller bzw. -bauer keine Wartungsleistungen anbietet, sollte er dennoch schriftlich nach Wartungsvorgaben gefragt werden. Intervalle und Umfang der Wartungsarbeiten sollten möglichst detailliert und in Schriftform festgelegt werden.

Daneben kann der Anlagenbetreiber auch die Organisation der Betriebsabläufe, also das Anlagenmanagement, auf externe Dienstleister übertragen. Dies bietet sich am ehesten für institutionelle Anlagenbetreiber an, die nicht oder nicht regelmäßig vor Ort sind.

Praxistipps:

- „Verzahnung“: Neben dem Anlagenbauvertrag empfiehlt sich der zeitgleiche Abschluss eines Wartungsvertrages mit dem Anlagenbauer bzw. -hersteller.
- Die Laufzeit des Wartungsvertrages sollte die Gewährleistungsdauer aus dem Anlagenbauvertrag nicht unterschreiten.
- Um Gewährleistungsansprüche zu erhalten, ist ein Wartungsvertrag auch für Biogasanlagenbetreiber sinnvoll, die selbst über die technischen Fähigkeiten zur Wartung der Anlage verfügen.

7.13.3 Substratliefer- und Gärrückstandrücknahmevertrag

Neben den Anfangsinvestitionen entscheiden insbesondere die Betriebskosten der Anlage und die Kosten für die zu vergärenden Substrate über die Wirtschaftlichkeit des Betriebs der Biogasanlage. Die Substratpreisentwicklung kann aufgrund der feststehenden Vergütungssätze des EEG, die keinen Inflationsausgleich und keine vertragliche Anpassung gewähren, nicht kompensiert werden. Kosten und Modalitäten der Substratversorgung sind frühzeitig in der Wirtschaftlichkeitsberechnung mit entsprechenden Risikozuschlägen zu berücksichtigen.

Praxistipp: Die frühzeitige Sicherung von Lagerkapazitäten kann helfen, Schwankungen der Ernteerträge auszugleichen.

Praxistipp: Wegen der gesetzlichen Vorgaben zur Ausbringung der Düngemittel sind klare vertragliche Regelungen zur Gärrückstandrücknahme empfehlenswert (Logistik, Zwischenlager, Kosten, Fristen und Termine etc.).

In Substratlieferverträgen werden die Liefermengen in der Regel flächenbezogen definiert, da der Ernteertrag nicht von vornherein feststeht. In guten Erntejahren kann es daher zu einer Überversorgung mit Substraten kommen, in schlechten zu einer Unterversorgung.

Vertraglich zu regeln ist auch die Verwertung der Gärrückstände nach Abschluss des Gärprozesses und der entsprechenden Lagerung im Gärrückstandslager. In der Praxis hat es sich bewährt, dass der Lieferant die Gärrückstände zurück nimmt, um sie als Düngemittel auf seinen landwirtschaftlichen Flächen einzusetzen.

In Substratliefer- und Gärrückstandrücknahmeverträgen finden sich – neben den üblichen Regelungen zu Haftung etc. – Regelungen insbesondere zu folgenden Punkten:

- Laufzeit des Vertrages einschließlich Regelungen zu Kündigung und Vertragsverlängerung,
- Liefermengen bzw. Anbauflächenangaben unter Angabe der Ertragserwartung und etwaiger Mindestliefermengen, gegebenenfalls einschließlich Optionen,
- Preisanpassungsmechanismen, zumeist in Anlehnung an einen Index oder mehrere Indizes (Verbraucherpreisindex, Dieselkraftstoffindex oder Substratpreisindex), je nach Laufzeit des Vertrages,
- Erntedienstleistung und Lieferlogistik, d. h. Vereinbarungen dazu, ob der Anlagenbetreiber oder der Substratlieferant die Ernte, das Häckseln, die Abfuhr, die Silierung nebst Verdichtung der Substrate übernimmt, wo diese eingelagert werden und wie lange sie gelagert werden müssen/dürfen sowie
- Gärrückstandrücknahme (Umfang, Verantwortlichkeit, Zeitpunkte, Zeiträume, Fristen, Preise) einschließlich Logistik (insbesondere Transport, Lagerung, Verteilung) unter Berücksichtigung der Vorgaben zur Ausbringung der Gärrückstände als Düngemittel.

Alternativ oder kumulativ zu Substratliefer- und Gärrückstandrücknahmeverträgen kann auch ein Rohstoffmanagementvertrag abgeschlossen werden. Der Vertragspartner des Anlagenbetreibers gewährleistet hier die Rohstoffversorgung der Anlage bei (weitgehend) freier Substratwahl unter Berücksichtigung weiterer Vorgaben (Maisdeckel, Gasertrag der jeweiligen Substrate, Nachweispflichten zu Rohstoffherkunft und Gärrückstandverwertung, Lieferlogistik etc.). Dieses Vertragsmodell bietet sich insbesondere für institutionelle Anlagenbetreiber an, die auch das gesamte Anlagenmanagement auf externe Dienstleister delegieren.

7.13.4 Biogasliefervertrag

Das erzeugte Rohbiogas wird in der Regel in einem oder mehreren BHKW am Standort oder dessen Umgebung (Satelliten-BHKW) verstromt. Dies ist jedoch nicht zwingend. Der

Anlagenbetreiber kann das gewonnene Rohbiogas auch ganz oder teilweise veräußern. Der Käufer sorgt dann für die Weiterverwertung, etwa die Verstromung und Wärmegewinnung in einem eigenen BHKW oder die Aufbereitung zu Biomethan auf Erdgasqualität in einer Biogasaufbereitungsanlage zwecks Einspeisung in das öffentliche Gasnetz.

Ein Rohbiogasliefervertrag unterliegt keinen besonderen energierechtlichen Anforderungen. Meist erfolgt ein Transport des Rohbiogases über eigene Rohrleitungssysteme; die gesetzlichen Bestimmungen über Entgelte und Zugang zu den Gasfernleitungs- und Gasverteilernetzen (Gasnetzentgeltverordnung = GasNEV; Gasnetzzugangsverordnung = GasNZV) sind dann nicht einschlägig.

Der Biogasliefervertrag sollte die technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Interessen beider Vertragspartner angemessen berücksichtigen. Üblicherweise enthält ein Biogasliefervertrag folgende Regelungen:

- Liefermengen: Branchenüblich ist die zeitabschnittsweise Regelung des Liefervolumens durch Mindest- bzw. Höchstmengen (Anzahl der Kilowattstunden Biogas pro Stunde/Tag etc.). Ein solcher Liefermengen-Korridor berücksichtigt die naturgemäßen Schwankungen in der Biogasproduktion, ohne das Interesse beider Vertragspartner an hinreichender Planbarkeit zu vernachlässigen.
- Laufzeit: Die vertragliche (Mindest-)Laufzeit und klar definierte Mechanismen zur Beendigung und zur Verlängerung des Vertrages sind für beide Vertragspartner von Bedeutung. Je länger die Vertragslaufzeit, desto wichtiger sind Preisanpassungsklauseln.
- Preisanpassungsklauseln können an neutrale Indizes anknüpfen (z. B. Strompreise oder Substratpreise an der Börse, Verbraucherpreisindex etc.). Preisanpassungsklauseln sollten in erster Linie die jeweiligen Kostenrisiken abbilden, und zwar bezogen auf die gesamte fest vereinbarte Vertragslaufzeit. Vergütungshöhe und -dauer der EEG-Einspeisevergütung bieten Orientierungspunkte; ob und wie sich Änderungen der gesetzlichen Vergütungsregelungen auf den Kaufpreis für das Rohbiogas auswirken, sollte der Vertrag ausdrücklich regeln.
- Qualitätskriterien des Rohbiogases: Je nach beabsichtigter Verwendung des Rohbiogases durch den Käufer empfiehlt sich die Definition bestimmter Soll-Eigenschaften des Rohbiogases. Im Falle der Verstromung durch ein eigenes BHKW wird der Käufer auf eine Zusicherung bestehen, dass das Rohbiogas EEG-konform ist, damit er die EEG-Einspeisevergütung in Anspruch nehmen kann (Einsatzstoff-Tagebuch; Maisdeckel bzw. Gülleeinsatz; Verweildauer der Gärrückstände). Je nach Funktionsweise und technischen Anforderungen der Verstromungseinheit (BHKW) wird der Käufer Anforderungen an die Qualität des Rohbiogases stellen (Mindestmethangehalt etc.). Die Gasqualität ist auch für solche Käufer bedeutsam, die das Rohbiogas in Biogasaufbereitungsanlagen zu Biomethan aufbereiten. In diesem Fall richten sich die Kriterien auch nach den technischen Anforderungen der Biogasaufbereitungsanlage.
- Eigentumsübergang: An welcher Stelle das Eigentum am Rohbiogas auf den Käufer übergehen soll, ist schon aus Gründen der Gefahrtragung regelungsbedürftig. Hierzu sind die örtlichen Gegebenheiten und Eigentumsverhältnisse zu beachten, etwa am Rohrleitungssystem bzw. dem oder den Gasspeicher(n).
- Messung: Die vertragliche Lieferpflicht umfasst die Übertragung des Eigentums einer bestimmten Menge von Rohbiogas einer bestimmten Qualität. Es ist daher erforderlich, Vereinbarungen über die Messung der Menge und der Qualität des Rohbiogases zu treffen und die entsprechende Kostentragungspflicht zu regeln.

7.13.5 Wärmeliefervertrag

Nicht für jeden Fall der vom EEG 2012 als Vergütungsvoraussetzung geforderten Wärmenutzung ist ein Wärmeliefervertrag abzuschließen. Die Vergütungsvoraussetzung ist vielmehr unabhängig davon erfüllt, ob die Wärmenutzung durch Dritte auf der Basis eines entsprechenden Vertrages oder durch den Anlagenbetreiber selbst – und damit naturgemäß regelmäßig ohne vertragliche Grundlage – erfolgt. Entscheidend ist die kalenderjährliche Erzeugung von mindestens 60 % des Stromes in Kraft-Wärme-Kopplung ab dem 2. vollen Betriebsjahr.

Bei Abschluss eines Wärmeliefervertrages sind ähnliche Punkte zu berücksichtigen wie beim Biogasliefervertrag, etwa Regelungen zu den Liefermengen, zur Laufzeit oder zur Vergütung; daher wird auf die vorherigen Ausführungen verwiesen (vgl. 7.4).

Zudem besteht weitergehender Regelungsbedarf: Der Nachweis zur Erreichung der 60 %-Schwelle (Kraft-Wärme-Kopplung) ist durch ein Umweltgutachten zu erbringen, so dass die Kooperation des Wärmeabnehmers mit dem Gutachter sicherzustellen ist. Je nach Wärmenutzungsart (Gebäudetemperierung; Einspeisung in ein Wärmenetz; Prozesswärmenutzung etc.) bestehen unterschiedliche zu beachtende Anforderungen, deren Erfüllung im Wärmeliefervertrag sicherzustellen ist. Wichtig ist aus Sicht des BHKW-Anlagenbetreibers die Vereinbarung einer Gesamtabnahmeverpflichtung bzw. Mindestabnahmeverpflichtung des Wärmekunden.

Praxistipp: Je nach Wärmenutzungskonzept sollte frühzeitig durch Rücksprache mit dem Umweltgutachter der Umfang der Nachweispflichten geklärt und im Wärmeliefervertrag geregelt werden..

7.13.6 Gestattungsvertrag mit Grundstückseigentümern

Die Errichtung und der Betrieb einer Biogasanlage auf dem eigenen Grundstück/Hof stellt den Regelfall dar. Wird allerdings ein Satelliten-BHKW – selbst oder durch einen Dritten – betrieben oder das erzeugte Rohbiogas ganz oder teilweise über Rohrleitungen bzw. die erzeugte Wärme über Wärmeleitungen geliefert, kann die Zustimmung benachbarter Grundstückseigentümer erforderlich sein. Hierfür werden schuldrechtliche Gestattungsverträge abgeschlossen. Die Laufzeit eines solchen Gestattungsvertrages sollte dem erwarteten Nutzungsbedürfnis entsprechen. Die Vergütungsregelungen sollten aufgrund der langen Laufzeit Preisanpassungsmechanismen enthalten. Die Absicherung der Nutzungsrechte an fremden Grundstücken sollte unbedingt durch Eintragung entsprechender Dienstbar-

keiten im Grundbuch geschehen. Nur so ist sichergestellt, dass die Nutzungsrechte bei einem Grundstücksverkauf oder im Falle der Insolvenz des Vertragspartners nicht verloren gehen.

7.13.7 Wegenutzungsvertrag mit der Gemeinde

Werden Rohbiogasleitungen oder Leitungen für ein Nahwärmenetz entlang öffentlicher Verkehrswege verlegt, kann es erforderlich sein, dass der Betreiber der Biogasanlage bzw. der Betreiber des Wärmenetzes einen Wegenutzungsvertrag mit dem zuständigen Straßenbaulastträger abschließt. Darin werden in aller Regel einmalige oder jährliche Gestattungsentgelte vereinbart. Einmalige Gestattungsentgelte orientieren sich häufig an der Entschädigung für die Bewilligung und Eintragung einer Grunddienstbarkeit. Jährlich zu zahlende Gestattungsentgelte orientieren sich häufig an der Zahlung einer Gas-Konzessionsabgabe für Sondervertragskunden gemäß Konzessionsabgabenverordnung (0,03 ct/kWh).

7.14 Literaturverzeichnis

[7-1] Baugesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. September 2004 (BGBl. I Seite 2414), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. Juli 2011 (BGBl. I Seite 1509).

[7-2] Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. September 2002 (BGBl. I Seite 3830), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 8. April 2013 (BGBl. I Seite 734).

[7-3] Bundestag-Drucksache 17/13272

[7-4] Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung in der Fassung der Bekanntmachung vom 24. Februar 2010 (BGBl. I Seite 94), zuletzt geändert durch Art. 6 des Gesetzes vom 8. April 2013 (BGBl. I Seite 734).

[7-5] Vierte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen) in der Fassung vom 14. März 1997 (BGBl. I Seite 504), zuletzt geändert durch Art. 7 des Gesetzes vom 17. August 2012 (BGBl. I Seite 1726).

[7-6] Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm – TA Lärm) vom 26. August 1998 (GMBl. Nummer 26/1998, Seite 503).

[7-7] Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft) vom 24. Juli 2002 (GMBl. 2002 Nummer 25/2002, Seite 511).

[7-8] Geruchsimmissions-Richtlinie in der Fassung vom 29. Februar 2008 und einer Ergänzung vom 10. September 2008.

[7-9] 12. BImSchV, Störfall-Verordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 8. Juni 2005 (BGBl. I Seite 1598), zuletzt geändert durch Art. 5 der Verordnung vom 26. November 2010 (BGBl. I, Seite 1643).

[7-10] Wasserhaushaltsgesetz vom 31. Juli 2009 (BGBl. I Seite 2585), zuletzt geändert durch das Gesetz vom 8. April 2013 (BGBl. I Seite 734).

[7-11] Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen vom 31. März 2010 (BGBl. I Seite 377).

[7-12] Betriebssicherheitsverordnung vom 27. September 2002 (BGBl. I Seite 3777), zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 8. November 2011 (BGBl. I Seite 2178).

[7-13] Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I Seite 1970, 3621), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Februar 2013 (BGBl. I, Seite 346).

[7-14] Düngegesetz vom 9. Januar 2009 BGBl. I, Seite 54, 136, zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 15. März 2012 BGBl. I, Seite 481.

[7-15] Düngemittelverordnung vom 5. Dezember 2012, BGBl. I, Seite 2482.

[7-16] Düngeverordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 27. Februar 2007, BGBl. I, Seite 221, zuletzt geändert durch Artikel 5 Absatz 36 des Gesetzes vom 24. Februar 2012 (BGBl. I, Seite 212).

[7-17] Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Oktober 2009 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte und zur Aufhebung der

Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 (Verordnung über tierische Nebenprodukte).

[7-18] Verordnung (EU) Nr. 142/2011 der Kommission zur Durchführung der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte sowie zur Durchführung der Richtlinie 97/78/EG des Rates hinsichtlich bestimmter gemäß der genannten Richtlinie von Veterinärkontrollen an der Grenze befreiter Proben und Waren vom 25. Februar 2011 in der geltenden Fassung.

[7-19] Tierische Nebenprodukte-Beseitigungs-Gesetz vom 25. Januar 2004 (BGBl. I Seite 82), zuletzt geändert durch Artikel 2 Absatz 91 des Gesetzes vom 22. Dezember 2011 (BGBl. I Seite 3044).

[7-20] Tierische Nebenprodukte-Beseitigungs-Verordnung vom 27. Juli 2006 (BGBl. I Seite 1735), zuletzt geändert durch Artikel 2 der Verordnung vom 23. April 2012 (BGBl. I Seite 611).

[7-21] Gesetz zur Förderung der Kreislaufwirtschaft und Sicherung der umweltverträglichen Bewirtschaftung von Abfällen (Kreislaufwirtschaftsgesetz) vom 24. Februar 2012 (BGBl. I Seite 212), zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 8. April 2013 (BGBl. I Seite 734).

[7-22] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I Seite 2074), zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I Seite 2730).

[7-23] Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse vom 21. Juni 2001 (BGBl. I Seite 1234), zuletzt geändert durch Artikel 5 Absatz 10 des Gesetzes vom 24. Februar 2012 (BGBl. Seite 212).

[7-24] OLG Brandenburg, Urteil vom 16. September 2010, Az. 12 U 79/10.

[7-25] OLG Brandenburg, Urteil vom 16. September 2010, Az. 12 U 79/10, OLG Stuttgart, Urteil vom 25. Mai 2012, Az. 3 U 193/11, OLG Düsseldorf, Urteil vom 5. Dezember 2012, Az. VI – 2 U (Kart) 7/12.

[7-26] Verordnung über die Verwertung von Bioabfällen auf landwirtschaftlich, forstwirtschaftlich und gärtnerisch genutzten Böden (Bioabfallverordnung – BioAbfV) in der Fassung der Bekanntmachung vom 4. April 2013 (BGBl. I Seite 658).

[7-27] Richtlinie zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt vom 20. Juli 2012 (BAnz. AT vom 8. August 2012).

[7-28] Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz vom 7. August 2008 (BGBl. I Seite 1658), zuletzt geändert durch Artikel 2 Absatz 68 des Gesetzes vom 22. Dezember 2011 (BGBl. I Seite 3044).

[7-29] Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 19. März 2002 (BGBl. I Seite 1092), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 12. Juli 2012 (BGBl. I Seite 1494).

[7-30] Gasnetzzugangsverordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I Seite 1261). Zuletzt geändert durch Artikel 4 der Verordnung vom 30. April 2012 (BGBl. I Seite 1002).

[7-31] LG Regensburg: Urteil vom 21.Juli 2011, Az. 3 O 896/11 (3), nicht rechtskräftig

Weiterführende Literatur

Bayerisches Landesamt für Umwelt (Hrsg.)**:** Biogashandbuch Bayern – Materialienband, Kapitel 2.2.1 Baurecht, Stand: April 2012, Kapitel 2.2.2 Immissionsschutz, Stand: März 2011, Augsburg

Herrmann, M.; Gottwald, T.: Repowering – Mit dem richtigen Vergütungsanspruch planen, in: Biogas Journal, 6/2012, Seiten 148–154

Kruschinski, H.-U.: Biogasanlagen als Rechtsproblem, Errichtung und wirtschaftlicher Betrieb als Beitrag zu einer nachhaltigen Energieversorgung, 1. Auflage, 2010

Loibl, H.; Maslaton, M.; von Bredow, H.; Walter, R. (Hrsg.)**:** Biogasanlagen im EEG, 3. Auflage, 2013

Maslaton, M.: Rechtliche Rahmenbedingungen der Errichtung und des Betriebs von Biomasseanlagen, 2. Auflage, 2010

Müller, D.: Mehr Effizienz, weniger Boni – die Förderung von Strom aus Biomasse nach dem EEG 2012, in: Zeitschrift für Umweltrecht 1/2012, Seiten 22–31

Valentin, F.: Das neue System der Direktvermarktung von EEG-Strom im Überblick, in: Recht der Erneuerbaren Energien 2012, Seiten 11–17

Wustlich, G.; Müller, D.: Die Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien im EEG 2012 – Eine systematische Einführung in die Marktprämie und die weiteren Neuregelungen zur Marktintegration, in: Zeitschrift für Neues Energierecht 2012, Seiten 380–396

Weiterführende Links

www.clearingstelle-eeg.de – Umfangreiche Datenbank zu aktuellen Entscheidungen der Clearingstelle EEG, Urteile zum EEG und zu den gesetzlichen Vorgaben

www.erneuerbare-energien.de – Aktuelle Zahlen und Informationen des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit rund um die erneuerbaren Energien

www.dena.de – Die Deutsche Energieagentur GmbH hat eine Online-Plattform zur Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz eingerichtet und veröffentlicht dort aktuelle Branchen-News.

8 ÖKONOMIE

Der maßgebende Aspekt bei der Entscheidung zum Bau einer Biogasanlage ist die Frage, ob die eingesetzten Faktoren Kapital und Arbeit ausreichend entlohnt werden können. Mit anderen Worten: Kann die geplante Anlage wirtschaftlich betrieben werden?

Um eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit von landwirtschaftlichen Biogasanlagen zu erleichtern, wird diese im Folgenden anhand von verschiedenen Modellanlagen der Nassvergärung dargestellt. Diese reichen von 75 kW_{el} Gülleanlagen über Anlagen, die mit unterschiedlich hohen Gülle-Anteilen oder als reine NawaRo-Anlagen betrieben werden. Ebenso betrachtet werden Anlagen mit Strom-Direktvermarktung sowie mit Biogasaufbereitung und -einspeisung in das Erdgasnetz.

8.1 Darstellung der Modellanlagen – Annahmen und Kennwerte

Bei der Dimensionierung der Anlagen und der Auswahl der Substrate wurden die Vergütungsbedingungen sowie die Restriktionen des Substrateinsatzes gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2012) berücksichtigt. Als Inbetriebnahmejahr wurde das Jahr 2013 angenommen.

Die Daten und Kennzahlen, die für die Berechnung und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Modellanlagen herangezogen wurden, entstammen der KTBL-Datenbank (Stand 2012). Die Grundlage für die KTBL-Planungsdaten sind im Wesentlichen in der Praxis, in Forschungs- und Versuchseinrichtungen und bei Herstellern und Experten erhobene Daten und Kennwerte. Bei den angegebenen Preisen handelt es sich um Netto-Angaben.

TAB. 8.1: ÜBERSICHT UND CHARAKTERISIERUNG DER MODELLANLAGEN

Modell	Installierte Leistung	Substrate		Wärmenutzung[b]	Besonderheiten
		Gülle	NawaRo[a]		
I	75 kW_{el}	80 %	20 %	20 %	Kleine Gülleanlage nach § 27b EEG. Die Stromproduktion erfolgt in einem Zündstrahl-BHKW.
II	150 kW_{el}	30 %	70 %	45 %	Die Stromproduktion erfolgt in einem Zündstrahl-BHKW.
III	250 kW_{el}	20 %	80 %	45 %	Separierung und Rückführung von Rezirkulat.
IV	250 kW_{el}	60 %	40 %	20 %	
V	500 kW_{el}	20 %	80 %	45 %	Separierung und Rückführung von Rezirkulat.
VI	750 kW_{el}	20 %	80 %	45 %	Separierung und Rückführung von Rezirkulat.
VII_{EEG} / VII_{DV}	1.000 kW_{el}	-	100 %	45%	Separierung und Rückführung von Rezirkulat. Modell-Variante Direktvermarktung mit flexibler Stromerzeugung und 1.500 kW installierter elektrischer Leistung.
VIII	400 m_n^3/h[c] (1.050 $kW_{el\text{-}Äq.}$)	-	100 %	-	Anlage zur Aufbereitung von Rohbiogas auf Erdgasqualität (Biomethan) und Einspeisung in ein Erdgasnetz. Separierung und Rückführung von Rezirkulat. Wärmebereitstellung für Biogas-und Aufbereitungsanlage erfolgt durch einen Biogasheizkessel (Verbrauch 80 m_n^3/h).

[a] *max. 60 % Mais und Getreidekorn in der Substratmischung (vgl. Tabelle 8.3); EEG-Anforderungen.*
[b] *externe Wärmenutzung, zusätzlich können für die Mindestwärmenutzung gemäß EEG pauschal 25 % für die Fermenterheizung angerechnet werden.*
[c] *Kapazität der Gasaufbereitung in Normkubikmeter Rohbiogas pro Stunde (mit Angabe der äquivalenten elektrischen Leistung bezogen auf die Rohgasproduktion der Biogasanlage [480 m_n^3/h]).*

8.1.1 Anlagenleistung

Die Anlagenleistung hat sich in den letzten Jahren sukzessive erhöht. Mit einer gesonderten Vergütungskategorie für kleine Gülleanlagen bis 75 kW installierter Leistung im EEG 2012 [8-1] sollen jedoch auch kleine Anlagen mit dem Ziel einer umfassenden Wirtschaftsdüngernutzung zugebaut werden. Um das Spektrum der in der Praxis gebauten Anlagen wiederzugeben, wurden acht Modellanlagen von 75 kW bis 1 MW elektrischer Leistung sowie eine Biogasaufbereitungsanlage mit einer Aufbereitungskapazität von 400 m_n^3 Rohbiogas pro Stunde generiert (vgl. Tabelle 8.1). Bei der Auswahl der Anlagengrößen wurden sowohl die vergütungsrechtliche Situation mit den EEG-Leistungsschwellen 150 und 500 kW_{el} als auch die genehmigungsrechtlichen Schwellen des Bundes-Immissionsschutzgesetzes beachtet. Die maximal zulässige Verarbeitungskapazität von 1,2 Mio. m_n^3 pro Jahr gemäß der 4. BImSchV [8-2] führt dazu, dass häufig Anlagen mit 250 kW elektrischer Leistung errichtet werden, die diese Schwelle nicht überschreiten.

8.1.2 Substrate

Als Gärsubstrate der Modellanlagen werden in der Landwirtschaft gängige und für den Einsatz in der Biogasanlage geeignete Biomassen ausgewählt. Hierzu zählen die originär aus der Landwirtschaft stammenden Wirtschaftsdünger und Silagen nachwachsender Rohstoffe (NawaRo).

Die Tabelle 8.2 zeigt die Kennzahlen der eingesetzten Substrate. Grundlage für die Gasertragsrichtwerte sind die von der KTBL-Arbeitsgruppe „Biogaserträge“ erarbeiteten Standardwer-

TAB. 8.2: SUBSTRATKENNZAHLEN UND -PREISE

Substrat	TM	oTM	Biogasertrag[a]	Methananteil[a]	Methanertrag[a]	ESK[b]	Energieertrag[c]	Substratpreis[d]
	%	% von TM	m_n^3/t oTM	%	m_n^3/t FM		m_n^3/t FM	€/t FM
Rindergülle (mit Futterresten)	10	80	380	55	17	II	17	0,00
Getreide-GPS (mittlerer Kornanteil)	35	95	620	53	109	I	103	31,11
Getreidekorn (gequetscht/gemahlen)	87	97	730	52	320	I	320	141,00
Grassilage	35	90	600	53	100	I	100	28,52
Silomais (wachsreif, körnerreich)	35	95	650	52	112	I	106	32,00

[a] *nach KTBL [8-3]*
[b] *ESK = Einsatzstoffvergütungsklasse gem. Anlage 2 und 3 der Biomasseverordnung 2012 [8-4]*
[c] *Standard-Methanertrag pro Tonne Frischmasse gem. Anlage 2 und 3 der Biomasseverordnung 2012 [8-4]*
[d] *Preisangaben für Erntegut frei Fahrsilo*

TAB. 8.3: ANGENOMMENER SUBSTRATEINSATZ DER MODELLANLAGEN

Modellanlage		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
		75 kW_{el}	150 kW_{el}	250 kW_{el}	250 kW_{el}	500 kW_{el}	750 kW_{el}	1.000 kW_{el}	Biomethan 400 m_n^3/h Rohgas[a]
Substrateinsatz	Einheit	80 % Gülle, 20 % NawaRo	30 % Gülle, 70 % NawaRo	20 % Gülle, 80 % NawaRo	60 % Gülle, 40 % NawaRo	20 % Gülle, 80 % NawaRo	20 % Gülle, 80 % NawaRo	100 % NawaRo	100 % NawaRo
Rindergülle (mit Futterresten)	t FM/a	3.300	1.000	1.200	5.900	2.200	3.200		
Getreide-GPS (mittlerer Kornanteil)	t FM/a		350			1.100	3.200	5.900	7.200
Getreidekorn (gequetscht/gemahlen)	t FM/a								300
Grassilage	t FM/a			1.200	1.000	1.100		1.100	
Maissilage (wachsreif, körnerreich)	t FM/a	790	2.000	3.400	2.900	6.500	9.500	10.400	10.100

Anm.: Zur Ermittlung der einzulagernden Menge an Erntegut zum Ausgleich der Silierverluste siehe Kapitel 8.1.2 Substrate.
[a] *Kapazität der Gasaufbereitung in Normkubikmeter Rohbiogas pro Stunde*

te aus dem KTBL-Heft „Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen“ [8-3]. Die Zuordnung zu den Einsatzstoffvergütungsklassen (ESK) sowie die Standardgaserträge, beides relevant für die Vergütungsberechnung nach EEG, sind der Biomasseverordnung [8-4] entnommen.

Es wird davon ausgegangen, dass sich die Biogasanlage am Standort der Tierhaltung befindet und somit keine Kosten für die Nutzung von Wirtschaftsdüngern anfallen. Ist eine Anlieferung erforderlich, müssen die zusätzlichen Transportkosten angesetzt werden.

Die Tabelle 8.2 zeigt die Kennzahlen und Preise der angenommenen Substrate. Für die nachwachsenden Rohstoffe werden mittlere Bereitstellungskosten gemäß KTBL-Datenbank angenommen. Für nicht marktgängige Substrate wie Gras- und Ganzpflanzensilage wurden die Preise unter Berücksichtigung des Verhältnisses der Energieerträge vom Marktpreis für Silomais (32 €/t) abgeleitet.

Die zu silierenden Pflanzen werden durch den Lieferanten am Anlagenstandort abgeladen, eingelagert und verdichtet. Die Kosten für die Abdeckung der Silage sowie die durch das Fahrsilo verursachten Kosten werden in den nachfolgenden Modellen der Biogasanlage zugerechnet. Bedingt durch die Silierverluste in Höhe von 12 % berechnet sich die einzulagernde Erntemenge wie folgt:

$$\text{Einzulagernde Erntemenge} = \frac{\text{Benötigte Silagemenge}}{0{,}88}$$

TAB. 8.4: ANNAHMEN FÜR TECHNISCHE UND VERFAHRENSTECHNISCHE KENNDATEN UND AUSLEGUNGSGRÖSSEN DER MODELLANLAGEN

Annahmen für die Technikauslegung	
Faulraumbelastung (B_R)	Unter der Annahme eines voll durchmischten, stehenden Fermenters und der Verwendung von nachwachsenden Rohstoffen sowie Wirtschaftsdünger als Inputsubstrate wird eine Faulraumbelastung von maximal 3 kg oTM/(m^3 · d) angenommen, bezogen auf die Summe des Netto-Fermentervolumens (nutzbares Volumen) bei einstufiger Prozessführung. Bei zwei- bzw. mehrstufiger Prozessführung wird unter den o. g. Annahmen eine Faulraumbelastung von maximal 2,5 kg oTM/(m^3 · d) für die Summe des Netto-Fermentervolumen (nutzbares Volumen) angenommen. Bei mehrstufigen Systemen ist für o. g. Annahmen eine Faulraumbelastung von 5 kg oTM/(m^3 · d) in der ersten Stufe angenommen, um das System nicht zu überlasten.
Prozessführung	Einstufige Prozessführung (ein Fermenter): < 350 kW_{el} Zweistufige Prozessführung (zwei Fermenter, in Reihe geschaltet): ≥ 350 kW_{el}.
Trockenmasse-Gehalt in der Mischung	Maximal 30 % TM, die Separation und die Rückführung von Rezirkulat werden berücksichtigt.
Mobiltechnik	Zur Beschickung des Feststoffdosierers sind Frontlader (Modellanlage I) oder Radlader (67 oder 102 kW) in Abhängigkeit der umzuschlagenden Substratmenge anteilig der Biogasanlage angerechnet.
Fermentervolumen	Brutto-Fermentervolumen entspricht dem notwendigen Behältervolumen bei einer Faulraumbelastung von 2,5 kg oTM/(m^3 · d) bzw. 3 kg oTM/(m^3 · d) bei einstufigen Anlagen, plus 50 cm Freibord.
Installierte Rührwerksleistung und -ausstattung	1. Fermenter: 16–23 W/m^3 Netto-Fermenterraum, 2. Fermenter: 15–17 W/m^3 Netto-Fermenterraum, in Abhängigkeit der Substrateigenschaften, Anzahl Rührwerke in Abhängigkeit von Fermentergröße.
Gärrückstandslagerung	Nötiges Brutto-Gärrückstandslagervolumen: Lagerraum für eine Lagerdauer von 6 Monaten plus 50 cm Freibord je Lagerbehälter. Gärrückstandslager ist mit einem Tragluftdach (Gasspeicher) abgedeckt. Die Separierung und Rückführung von Rezirkulat wird anlagenspezifisch berücksichtigt.
Bauart BHKW	75 kW_{el} und 150 kW_{el}: Zündstrahl-Motor BGA ≥ 250 kW_{el}: Gas-Otto-Motor
Wirkungsgrad BHKW	Von 38 % (250 kW_{el}) bis 42 % (1.000 kW_{el})
Vollbenutzungsstunden	Für die BHKW sowie die Biogasaufbereitungsanlage werden 8.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr angenommen.
Strombedarf	Je nach Anlagengröße und -fahrweise sowie Substrateinsatz beträgt der Eigenstrombedarf zwischen 6,5 und 8,0 % der gesamt erzeugten Strommenge. Für die Biomethanbereitstellung beträgt der Eigenstrombedarf der Biogasanlage 0,10 kWh_{el}/m_n^3 Rohgas. Der Eigenstrombedarf der Biogasaufbereitung beträgt 0,08 kWh_{el}/m_n^3 Rohgas. Der Preis für eingekauften Strom wurde mit 19 ct/kWh angenommen.
Wärmebedarf	Für den Prozesswärmebedarf der Biogasanlagen werden die laut EEG 2012 hierfür anrechenbaren 25 % der gesamten produzierten Wärmemenge angesetzt. Bei Biogasanlagen mit einem Gülleinput von > 60 Massen-% wird ein Eigenwärmebedarf über 25 % angenommen. Der Wärmebedarf der Biogasaufbereitung beträgt 0,6 kWh_{th}/m_n^3 Rohgas.
Wärmeabsatz	Der Anteil extern genutzter Wärmeenergie beträgt 45 %, bezogen auf die gesamte Wärmeerzeugung. Bei Biogasanlagen mit einem Gülleinput von > 60 Massen-% beträgt der Anteil extern genutzter Wärmeenergie 20 %. Die Schnittstelle ist der Wärmeübertrager des BHKW. Die Wärmeabgabe erfolgt für 2 ct/kWh_{th}.
Übertragungsverluste	Transformationsverluste betragen 1 % der erzeugten elektrischen Energie.

In der Leistungs-Kostenrechnung sind die Kosten für den Substrateinkauf auf die einzulagernde Erntemenge bezogen. Es wird davon ausgegangen, dass der Substratlieferant die der Liefermenge entsprechende Menge Gärrückstand wieder abnimmt. Somit fallen keine Leistungen für den Verkauf von Gärrückstand an.

Bei den für die Modellanlagen ausgewählten Substraten ist keine Hygienisierung notwendig. Eine zusätzliche Substrataufbereitung der Biomassen wird nicht berücksichtigt.

Die Tabelle 8.3 gibt einen Überblick über Art und Menge der in den einzelnen Modellanlagen eingesetzten Substrate. Die Substrate wurden so gewählt, dass die Modellanlage I mit über 80 % Gülleeinsatz, die Sondervergütung für kleine Gülleanlagen (EEG § 27b) erhält.

Für alle anderen Anlagen wird der im EEG vorgeschriebene maximale Anteil an Mais und Getreidekorn in Höhe von 60 % berücksichtigt (gem. EEG § 27 Abs. (5) 1.), der für den Erhalt der EEG-Einspeisevergütung einzuhalten ist.

8.1.3 Biologische und technische Auslegung

Bei den folgenden Modellanlagen werden ausschließlich Nassvergärungsanlagen mit voll durchmischten, stehenden Fermentern betrachtet, die im mesophilen Temperaturbereich arbeiten. Die Modellanlagen I, II, III und IV werden einstufig geführt, alle weiteren Biogasanlagen unterliegen einer zweistufigen Prozessführung.

Die Substratauswahl für die Modellanlagen wurde so getroffen, dass die jeweilige Anlage mit der aus den Substraten zu erwartenden Biogas- bzw. Energiemenge eine Auslastung von 8.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr erreicht. Nach den eingesetzten Substratarten und -mengen wurden dann die Auslegungsgrößen für Substratlagerung, Einbringung, Fermenter und Gärrückstandslager ermittelt.

Zur Sicherstellung eines biologisch und technisch stabilen Anlagenbetriebes unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit wurden die in Tabelle 8.4 aufgeführten Parameter einbezogen.

Die Tabelle 8.5 zeigt, welche Techniken und Bauwerke, zusammengefasst zu Baugruppen, in den Modellanlagen berücksichtigt wurden.

TAB. 8.5: BERÜCKSICHTIGTE TECHNIK DER MODELLANLAGEN

Baugruppe	Ausgewählte Annahmen für die Technikauslegung
Substratannahme und Substratlager	Fahrsiloanlage, Siloplatten aus Beton (für 75 kW_{el}-BGA), Fahrzeugwaage (außer 75 und 150 kW_{el}-BGA). Mobiltechnik ist (anteilig) berücksichtigt.
Annahmebehälter (für Anlagen, die Gülle einsetzen)	Betonbehälter Rühr-, Zerkleinerungs-, und Pumptechnik, evtl. Befüllschacht, Substratleitungen, Füllstandsmessung, Leckerkennung.
Feststoffeintrag	Vorratsbehälter, Schnecken- oder Futtermischeintrag, Wiegeeinrichtung, Fermenterbeschickung.
Fermenter	Oberirdisch stehender Betonbehälter Beheizungssystem, Isolierung, Verkleidung, Rührtechnik, gasdichte Behälterabdeckung (Gaslagerung), Substrat- und Gasleitungen, Mess-, Regel- und Sicherheitstechnik, Leckerkennung.
Grobentschwefelung	Erfolgt durch biologische Entschwefelung mittels Lufteinblasung. Bei Gülleinput › 80 Massen-% sowie Rohgasbereitstellung der Biomethananlage ist eine interne Entschwefelung durch Zugabe von Fällungsmitteln vorgesehen. Entschwefelung inklusive Technikausstattung und Verrohrung.
Zentrale Pumpstation	Pumptechnik, Mess-, Steuer- und Regeltechnik, Verrohrung, Substratschieber, Einhausung.
Separator	Separator inkl. Steuerungstechnik (Anlagen mit Rezirkulat-Rückführung).
BHKW	Zündstrahl- oder Gas-Otto-Motor. Motorblock, Generator, Wärmetauscher, Wärmeverteiler, Notkühler, Steuerung, Gasleitungen, Mess- und Regel- sowie Sicherheitstechnik, Wärmemengen- und Stromzähler, Sensorik, Kondensatabtrennung, Druckluftstation, ggf. zusätzlich Gastechnik, Biogas- und Abgasreinigung, Ölbehälter, Container.
Gasaufbereitung und -einspeisung	Verfahren zur Rohgasaufbereitung (CO_2-Abtrennung): Aminwäsche Gastrocknung, Feinreinigung (Aktivkohle) und Anlagensteuerung. Zur Wärmebereitstellung der Biogasaufbereitungsanlage ist ein mit Biogas betriebener Thermalölheizkessel (400 kW_{th}) mit Seitenkanalgebläse, Thermalölumwälzpumpe, Drehkolbengasmengenmesser, Ausdehnungsbehälter, Sammelbehälter, Befüll- und Entleerpumpe, Anlagensteuerung Thermalölanlage, Container und Thermalölkreis berücksichtigt.
Gasfackel	Gasfackel inklusive Gastechnik
Gärrückstandslager	Oberirdisch stehender Betonbehälter. Rührtechnik, Tragluftdach (Gaslagerung), Substrat- und Gasleitungen, Mess-, Regel- und Sicherheitstechnik, Leckerkennung, Entnahmetechnik bzw. -platz.
Flächenverbrauch	Der gesamte Platzbedarf inkl. Siloflächen und Fahrwege beträgt je nach Anlagengröße zwischen 0,21 ha (75 kW_{el}-BGA) und 1,65 ha (1.000 kW_{el}-Anlage) bzw. 1,8 ha (Biomethan-Anlage). Flächen für Ausgleichsmaßnahmen und Regenrückhaltebecken wurden nicht berücksichtigt.

Folgende weitere Annahmen werden für die Kalkulationen der Modellanlagen getroffen:

Feststoffeintrag
Aufgrund von Art und Menge der eingesetzten Substrate ist für die Anlagen ein Feststoffeintragssystem notwendig. Die Größe wurde so ausgewählt, dass der Vorratsbehälter einmal täglich befüllt werden muss.

Gärrückstandslagerung
Bei allen Modellanlagen werden für die in sechs Monaten anfallende Gärrückstandmenge Lagerkapazitäten eingeplant, die mit Tragluftdächern versehen sind. Damit wird dem Tatbestand Rechnung getragen, dass gasdicht abgedeckte Gärrückstandslager und eine Verweilzeit im gasdichten System von 150 Tagen durch das EEG verpflichtend vorgeschrieben sind, sofern nicht ausschließlich Gülle als Substrat eingesetzt wird.

Gaseinspeisung
Für die Gaseinspeisungsanlage wird die komplette Verfahrenskette bis zur Biomethaneinspeisung in die Erdgasleitung betrachtet. Es werden allerdings auch die entstehenden Kosten bei den Schnittstellen Rohgas- bzw. Biomethanlieferung dargestellt, da in der Praxis verschiedene Kooperationsmodelle mit Netzbetreibern und Gasversorgern anzutreffen sind. Nach novellierter Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV, 2012) wird bestimmt, dass der Netzbetreiber 75 % und der Anschlussnehmer 25 % der Kosten des Netzanschlusses zu tragen haben. Für den Bau einer Einspeisestation mit einer Anschlussleitung zum Erdgasnetz bis zu einer Länge von einem Kilometer ist eine Deckelung des Kostenanteils des Anschlussnehmers in Höhe von 250.000 € vorgesehen. Die laufenden Kosten sind vom Netzbetreiber zu tragen [8-5].

Für die Modellanlage VIII wurde angenommen, dass der Anschlussnehmer Kosten für den Netzanschluss in Höhe von 250.000 € zu tragen hat.

8.1.4 Technische und verfahrenstechnische Kennwerte

Die Tabellen 8.6, 8.7 und 8.8 geben einen Überblick über die technischen und verfahrenstechnischen Kennwerte der jeweiligen Modellanlagen.

TAB. 8.6: TECHNISCHE UND VERFAHRENSTECHNISCHE KENNDATEN DER MODELLANLAGEN I BIS IV

Technische und verfahrenstechnische Daten	Modellanlage	I	II	III	IV
	Substrateinsatz	80 % Gülle, 20 % NawaRo	30 % Gülle, 70 % NawaRo	20 % Gülle, 80 % NawaRo	60 % Gülle, 40 % NawaRo
	Einheit				
Elektrische Leistung	kW	75	150	250	250
Bauart des BHKW-Motors	-	Zündstrahler	Zündstrahler	Gas-Otto	Gas-Otto
Elektr. Wirkungsgrad	%	39,2	41,3	38,2	38,2
Therm. Wirkungsgrad	%	38,0	39,2	46,5	46,5
Brutto-Fermentervolumen	m^3	600	900	1.600	1.800
TM-Gehalt der Substratmischung (inkl. Rezirkulat)	%	14,8	27,5	27,5	19,9
Mittlere hydraulische Verweilzeit (HRT) in aktiven Stufen	d	36	73	72	51
Gesamt-Faulraumbelastung (B_R)	kg oTM/ ($m^3 \cdot d$)	3,0	3,0	3,0	3,0
Brutto-Gärrückstandslagervolumen	m^3	2.200	1.500	2.600	4.900
Biogasertrag	m_n^3/a	271.059	534.803	998.105	995.123
Methangehalt	%	53,1	52,3	52,3	52,7
Eingespeiste Strommenge	kWh/a	593.933	1.204.787	1.968.318	1.977.886
Erzeugte Wärmemenge	kWh/a	580.514	1.155.499	2.423.531	2.433.244

TAB. 8.7: TECHNISCHE UND VERFAHRENSTECHNISCHE KENNDATEN DER MODELLANLAGEN V BIS VII

Technische und verfahrenstechnische Daten	Modellanlage	V	VI	VII EEG/DV
	Substrateinsatz	20 % Gülle, 80 % NawaRo	20 % Gülle, 80 % NawaRo	100 % NawaRo
	Einheit			
Elektrische Leistung	kW	500	750	1.000
Bauart des BHKW-Motors	-	Gas-Otto	Gas-Otto	Gas-Otto
Elektr. Wirkungsgrad	%	40,1	41,3	42,0
Therm. Wirkungsgrad	%	43,2	42,5	42,6
Brutto-Fermentervolumen	m^3	3.800	5.400	7.000
TM-Gehalt der Substratmischung (inkl. Rezirkulat)	%	28,1	28,2	27,2
Mittlere hydraulische Verweilzeit (HRT) in aktiven Stufen	d	89	90	88
Gesamt-Faulraumbelastung (B_R)	kg oTM/ ($m^3 \cdot d$)	2,5	2,5	2,5
Brutto-Gärrückstandslagervolumen	m^3	4.800	6.900	7.100
Biogasertrag	m_n^3/a	1.906.358	2.810.148	3.671.885
Methangehalt	%	52,3	52,3	52,4
Eingespeiste Strommenge	kWh/a	3.945.828	5.989.177	7.972.826
Erzeugte Wärmemenge	kWh/a	4.294.552	6.237.551	8.162.783

TAB. 8.8: TECHNISCHE UND VERFAHRENSTECHNISCHE KENNDATEN DER BIOMETHAN-MODELLANLAGE VIII

Technische und verfahrenstechnische Daten	Modellanlage	VIII[a]
	Substrateinsatz	100 % NawaRo
	Einheit	
Rohgasbereitstellung (BGA)		
Rohgaserzeugung	m_n^3/h	480
Äquivalent elektrische Leistung (Rohgaserzeugung)	kW_{el}-Äquivalent	1.050
Erzeugte Energiemenge Rohgas	kWh ($H_{s,n}$) /a	22.286.346
Rohgasbereitstellung für BGAA	m_n^3/h Rohgas	400
Methananteil Rohgas	%	52,4
Brutto-Fermentervolumen	m^3	7.200
TM-Gehalt der Substratmischung (inkl. Rezirkulat)	m^3	27,9
Mittlere hydraulische Verweilzeit (HRT) in aktiven Stufen	d	90
Gesamt-Faulraumbelastung (BR)	kg oTM/ ($m^3 \cdot d$)	2,5
Brutto-Gärrückstandslagervolumen	m^3	7.000
Strombedarf für BGA	kWh_{el}/m_n^3 Rohgas	0,1
Thermische Leistung Biogaskessel für BGA und BGAA[c]	kW_{th}	400
Biomethanbereitstellung (BGAA)		
Aufbereitungskapazität der Aminwäsche	m_n^3/h Rohgas	400
Eingespeiste Biomethanmenge	m_n^3/h Biomethan	211
Methanschlupf	%	0,1
Methananteil Produktgas (Biomethan)	%	99
Strombedarf für BGAA	kWh_{el}/m_n^3 Rohgas	0,08
Wärmebedarf für BGAA	kWh_{th}/m_n^3 Rohgas	0,6
Eingespeiste Energiemenge Biomethan[b]	kWh/a ($H_{s,n}$)	18.504.930

[a] *unter Verwendung von [8-5]*
[b] *ohne Verwendung von Flüssiggas zur Gas-Konditionierung für die Einspeisung*
[c] *Verbrauch Biogaskessel 80 m_n^3/h*

8.1.5 Investitionen für die Funktionseinheiten der Modellanlagen

Die Tabellen 8.9, 8.10 und 8.11 geben eine Übersicht des zugrunde gelegten Investitionsbedarfs der jeweiligen Modellanlagen. Die angegebenen Baugruppen umfassen u. a. folgende Positionen (vgl. Tabelle 8.5):

- Substratlagerung und Einbringung
  - Fahrsilo
  - ggf. Fahrzeugwaage
  - Vorgrube inkl. Rührtechnik
  - mobile Technik (Frontlader bzw. Radlader)
  - Feststoffeintrag inkl. Annahmebehälter
- Fermenter
  - Betonbehälter inkl. Leckageerkennung, Heizung, Isolierung und Verkleidung
  - Rührwerke
  - ggf. Technik zur internen Entschwefelung (Fällung)
  - interner Gasspeicher
  - Gas- und Substratleitungen, Pumpen
  - Mess-, Sicherheits- und Regeltechnik
- Gasverwertung und Steuerung
  - Blockheizkraftwerk (inkl. Peripherie)
  - Gasfackel
  - ggf. Biogas-Aufbereitung und Biomethan-Einspeisung inkl. Netzanschluss (Anteil an Einspeisestation und Anschlussleitung ans Erdgasnetz)
  - Anlagensteuerung
  - Mess-, Sicherheits- und Regeltechnik
- Gärrückstandslagerung
  - Betonbehälter inkl. Leckageerkennung und Verkleidung
  - Rührwerke
  - interner Gasspeicher
  - Gas- und Substratleitungen
  - Mess-, Sicherheits- und Regeltechnik
  - ggf. Separator
  - Betankungsplatz.

Zuzüglich der Investitionen in die oben genannten Baugruppen, sind bei der Ermittlung des Investitionsbedarfs auch die Aufwendungen für die Anlagenplanung und -genehmigung sowie der anschließenden Inbetriebnahme zu berücksichtigen. Für diese Leistungen werden für die Biogasanlagen 10 % und für den Anlagenteil der Biogasaufbereitungsanlage 5 % der jeweiligen Investitionssumme (inkl. Grundstückskosten) veranschlagt.

Darüber hinaus sind anlagenspezifische Kosten für das Grundstück, die Grundstückserschließung (Strom, Wasser etc.) und den Straßen- und Wegebau berücksichtigt. Die Kosten der Grundstückserschließung sind mit 5 % der Anlageninvestition angenommen. Der Flächenbedarf für die Modellanlagen ist in Tabelle 8.5 dargestellt. Der Investitionsbedarf für die Fläche wird mit 10 €/m² kalkuliert.

8.2 Wirtschaftlichkeit der Modellanlagen

8.2.1 Erträge

Erträge können in Biogasanlagen folgendermaßen generiert werden:

- Stromverkauf,
- Wärmeverkauf,
- Gasverkauf (Biogas oder Biomethan),
- Entsorgungserlöse für Gärsubstrate,
- Gärrückstandverkauf.

Die Haupteinnahmequelle von Biogasanlagen, abgesehen von Gaseinspeiseanlagen, ist der Verkauf von elektrischer Energie. Aufgrund der gesetzlich geregelten Höhe und Dauer des Vergütungsanspruchs gemäß EEG [8-1] (verbleibendes Inbetriebnahmejahr zuzüglich 20 Kalenderjahre) kann mit den zu erwartenden Leistungen aus der EEG-Einspeisevergütung sicher kalkuliert werden (vgl. Kapitel 7.5).

Je nach Art und Menge der eingesetzten Substrate, Leistung der Anlage und Erfüllung weiterer Kriterien unterliegt der Vergütungspreis erheblichen Schwankungen. Die Grundvergütung kann abhängig von der Anlagengröße zwischen 5,88 und 24,50 ct/kWh$_{el}$ betragen (ab dem Inbetriebnahmejahr 2013). Sie kann zusätzlich durch den Einsatz definierter Substrate (Einsatzstoffklassenvergütung) individuell um bis zu 8 ct/kWh$_{el}$ angehoben werden. Für den Einsatz von Biomethan in wärmegeführten KWK-Anlagen wird ein Bonus bis zu 2,94 ct/kWh$_{el}$ gewährt (abhängig von der Kapazität der Aufbereitungsanlage). Die Vergütungsregelungen werden ausführlich in Kapitel 7.5 behandelt.

Die angenommenen EEG-Vergütungsansprüche der Modellanlagen beziehen sich auf eine Inbetriebnahme der Anlagen im Jahr 2013. Die Tabelle 8.12 zeigt, wie sich die Stromvergütung der jeweiligen Modellanlage zusammensetzt und welcher Anteil dabei auf die entsprechende Einsatzstoffklassenvergütung entfällt. Die Vergütungshöhe des Modells mit Direktvermarktung setzt sich aus der Marktprämie (inkl. Managementprämie), der Flexibilitätsprämie und dem Stromverkaufspreis zusammen.

Neben der Einspeisung des Stroms zu festen Vergütungssätzen bietet das EEG auch die Möglichkeit, den produzierten Strom direkt an der Strombörse zu vermarkten. Die Differenz zum mittleren Börsenpreis wird durch die Marktprämie ausgeglichen, die zusätzlich den höheren Vermarktungsaufwand decken soll (Managementprämie als Bestandteil der Marktprämie). Ziel ist es, die Stromproduktion in Zeiträume mit höherem Bedarf zu verlagern und dadurch einen Verkaufspreis zu erzielen, der über dem monatlichen Börsenmittelwert liegt und damit zusätzliche Erlöse ermöglicht.

Um die Stromproduktion der Nachfrage anpassen zu können, müssen jedoch unter ansonsten gleichbleibenden Anlagenbedingungen in der Regel die BHKW-Kapazitäten sowie ggf. die Gasspeicher- und Wärmepufferkapazitäten der Anlage erhöht werden. Die damit verbundenen zusätzlichen Kosten können durch höhere Einnahmen aus dem Stromverkauf sowie durch die Flexibilitätsprämie, die für die zusätzlich bereitgestellte Leistung gewährt wird, gedeckt werden.

Die Möglichkeiten der Direktvermarktung werden ausführlich in Kapitel 7.10 beschrieben. Für Anlagen mit einer installierten Leistung über 750 kW$_{el}$, die nach dem 31.12.2013 in

TAB. 8.9: INVESTITIONEN FÜR FUNKTIONSEINHEITEN DER MODELLANLAGEN I BIS III

Investition	Modellanlage	I	II	III
	Substrateinsatz	80 % Gülle, 20 % NawaRo	30 % Gülle, 70 % NawaRo	20 % Gülle, 80 % NawaRo
	Einheit	75 kW_{el}	150 kW_{el}	250 kW_{el}
Substratlagerung, mobile Technik, Einbringung	€	149.369	242.622	360.255
Fermenter	€	126.626	150.888	216.496
Gasverwertung und Steuerung	€	130.012	266.814	312.306
Gärrückstandslagerung	€	192.789	157.462	240.225
Summe Baugruppen	**€**	**598.796**	**817.786**	**1.129.282**
Planung, Genehmigung und Inbetriebnahme	€	44.592	85.999	117.645
Grundstückskosten, Grundstückserschließung, Straßen- und Wegebau	€	50.820	73.292	169.235
Gesamtinvestition	**€**	**694.208**	**977.077**	**1.416.162**
Spez. Investition	€/kW_{el}	9.256	6.514	5.665

TAB. 8.10: INVESTITIONEN FÜR FUNKTIONSEINHEITEN DER MODELLANLAGEN IV BIS VI

Investition	Modellanlage	IV	V	VI
	Substrateinsatz	60 % Gülle, 40 % NawaRo	20 % Gülle, 80 % NawaRo	20 % Gülle, 80 % NawaRo
	Einheit	250 kW_{el}	500 kW_{el}	750 kW_{el}
Substratlagerung, mobile Technik, Einbringung	€	347.810	500.774	718.216
Fermenter	€	233.343	466.441	581.748
Gasverwertung und Steuerung	€	315.102	515.810	683.894
Gärrückstandslagerung	€	307.033	343.794	432.608
Summe Baugruppen	**€**	**1.203.288**	**1.826.819**	**2.416.466**
Planung, Genehmigung und Inbetriebnahme	€	128.352	191.692	250.236
Grundstückskosten, Grundstückserschließung, Straßen- und Wegebau	€	182.732	277.239	361.937
Gesamtinvestition	**€**	**1.514.372**	**2.295.750**	**3.028.639**
Spez. Investition	€/kW_{el}	6.057	4.610	4.038

TAB. 8.11: INVESTITIONEN FÜR FUNKTIONSEINHEITEN DER MODELLANLAGEN VII BIS VIII

Investition	Modellanlage	VII_{EEG}	VII_{DV}	VIII[a]
	Substrateinsatz	100 % NawaRo	100 % NawaRo	100 % NawaRo
	Einheit	1.000 kW_{el}	1.000 kW_{el}	Biomethan 400 m_n^3/h Rohgas[b]
Substratlagerung, mobile Technik, Einbringung	€	841.248	841.248	920.215
Fermenter	€	674.896	674.896	682.048
Gasverwertung und Steuerung (VIII: inkl. Biogasaufbereitung und -einspeisung)	€	838.835	1.160.657	1.954.337
Gärrückstandslagerung	€	437.861	437.861	432.736
Summe Baugruppen	**€**	**2.792.840**	**3.114.662**	**3.989.336**
Planung, Genehmigung und Inbetriebnahme	€	291.439	321.633	281.708
Grundstückskosten, Grundstückserschließung, Straßen- und Wegebau	€	429.861	477.714	438.131
Gesamtinvestition	**€**	**3.514.140**	**3.914.009**	**4.709.175[c]**
Spez. Investition	€/kW_{el} €/m_n^3/h_{Rohgas}	3.514	3.914[d]	9.811

[a] *unter Verwendung von [8-5]*
[b] *Kapazität der Biogasaufbereitungsanlage in Normkubikmeter Rohbiogas pro Stunde*
[c] *inkl. der anteiligen Baukosten für den Anschlussnehmer für die Einspeisestation und Anschlussleitung in Höhe von 250.000 € (gem. GasNZV)*
[d] *Bezogen auf 1.000 kW_{el} abgerufene Leistung, um eine Vergleichbarkeit mit Anlage VII_{EEG} zu erreichen. Tatsächlich installiert sind 1.500 kW_{el}, was einem spezifischen Investitionsbedarf von 2.592 €/kW_{el} entspräche.*

TAB. 8.12: VERGÜTUNGSANSPRUCH DER MODELLANLAGEN GEMÄSS EEG 2012 FÜR EINE INBETRIEBNAHME IM JAHR 2013

Modellanlage	I	II	III	IV	V	VI	VII_{EEG}	VII_{DV}	VIII
	75 kW_{el}	150 kW_{el}	250 kW_{el}	250 kW_{el}	500 kW_{el}	750 kW_{el}	1.000 kW_{el}	1.000 kW_{el}	Biomethan 400 m_n^3/h Rohgas[a]
	80 % Gülle, 20 % NawaRo	30 % Gülle, 70 % NawaRo	20 % Gülle, 80 % NawaRo	60 % Gülle, 40 % NawaRo	20 % Gülle, 80 % NawaRo	20 % Gülle, 80 % NawaRo	100 % NawaRo	100 % NawaRo	100 % NawaRo
Gülle-Kleinanlagen[b]	x								
Grundvergütung		x	x	x	x	x	x		x
Zzgl. ESK I[c] Anteil am Vergütungsansatz		x 27,9 %	x 29,6 %	x 24,4 %	x 30,7 %	x 30,7 %	x 32,0 %		
Zzgl. ESK II[c] Anteil am Vergütungsansatz		x 2,5 %	x 1,7 %	x 8,0 %	x 1,7 %	x 1,6 %			
Zzgl. Gasaufbereitungs-Bonus									x
Direktvermarktung								x	
Vergütungssatz in ct/kWh_{el}	24,50	20,14	19,45	19,75	18,79	17,94	17,35	18,85[d]	–[e]

[a] *Kapazität der Gasaufbereitung in Normkubikmeter Rohbiogas pro Stunde*
[b] *Sondervergütung für Anlagen, die mindestens 80 % Gülle einsetzen und bis zu einer installierten Leistung von 75 kW_{el}; nicht kombinierbar [8-1]*
[c] *Einsatzstoffvergütungsklasse (ESK) gem. Anlage 2 und 3 der Biomasseverordnung 2012 [8-4]*
[d] *Vergütungshöhe setzt sich aus Marktprämie (inkl. Managementprämie), Flexibilitätsprämie und Stromverkaufspreis zusammen.*
[e] *Vergütungssatz ist abhängig von der Größe der verstromenden Einheit, die das Biomethan (bilanziell) aus dem Erdgasnetz bezieht.*

Betrieb genommen werden, entfällt die Wahlmöglichkeit zwischen EEG-Vergütung und Direktvermarktung. Sie sind dann verpflichtet, ihren Strom direkt zu vermarkten.

An Modellanlage VII wird in Tabelle 8.14 exemplarisch gezeigt, welche Auswirkungen die Direktvermarktung und die flexible Stromerzeugung auf die Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage haben. Für diesen Vergleich wurden die technischen Voraussetzungen der Modellanlage an die bedarfsgerechte Stromproduktion angepasst, indem ein 1.500 kW_{el}-BHKW-Modul für eine tägliche Stromproduktionszeit von ca. 14,5 h und ein Pufferspeicher zur Bereitstellung der Prozesswärme während der Verstromungspause berücksichtigt wurden. Da das bereits vorhandene Gasspeichervolumen der Anlage VII eine Gasproduktion während eines Zeitraums von über 7 Stunden auffangen kann, wurde kein zusätzliches Lagervolumen berücksichtigt.

Für die bedarfsgerechte Stromproduktion der Anlage VII_{DV} wurde ein Börsen-Monatsmittelwert (EPEX Spot SE) von 4,75 ct/kWh_{el} und ein erzielter Stromverkaufspreis von 5,14 ct/kWh_{el} angenommen.

Der Absatz von Wärme gestaltet sich gegenüber dem Stromverkauf deutlich schwieriger. Deshalb sollten bereits bei der Standortwahl mögliche Wärmeabnehmer berücksichtigt werden. In der Praxis ist es aufgrund des saisonal sehr unterschiedlichen Wärmebedarfs der meisten Wärmeabnehmer erfahrungsgemäß schwierig, die überschüssige Wärmeenergie sinnvoll zu nutzen. Die Wärmemenge, die von der Biogasanlage zur Verfügung gestellt werden kann, ist durch den höheren Eigenwärmebedarf in den Wintermonaten meist gegenläufig zum Wärmebedarf potenzieller Abnehmer, der ebenso in den Wintermonaten meist erhöht ist.

Für die Inanspruchnahme der EEG-Vergütung ist in der novellierten Fassung des EEG eine Mindestwärmenutzung in Höhe von 60 % der produzierten Wärmemenge vorgeschrieben, wobei pauschal 25 % für die Fermenterheizung angerechnet werden können (vgl. Kapitel 7.5). Dementsprechend müssen 35 % der produzierten Wärme extern genutzt werden. Die Positivliste der zugelassenen Wärmenutzungsmöglichkeiten ist in Anlage 2 des EEG aufgeführt. Ausgenommen von der Mindestwärmenutzung sind Anlagen, die über 60 % Gülle einsetzen (Modellanlage I und IV) und Anlagen die ihren Strom gemäß §§ 33a ff. EEG [8-1] direkt vermarkten.

Für die Modellanlagen wird grundlegend davon ausgegangen, dass 45 % der erzeugten Wärmeenergie sinnvoll, d. h. gemäß Anlage 2 EEG genutzt und für 2 ct/kWh_{th} verkauft werden kann. Unter Berücksichtigung des pauschalen Ansatzes für Fermenterheizung werden jährlich somit bis zu 70 % der produzierten Wärme gemäß EEG genutzt.

Die Modellanlagen I und IV unterliegen nicht der Mindestwärmenutzung nach Erneuerbare-Energien-Gesetz und verkaufen, da hier auf Grund des hohen Gülle-Anteils eine deutlich höhere Heizmenge für die Fermenter benötigt wird, nur 20 % der produzierten Wärme.

Ein Ziel kann es sein, das erzeugte Biogas nicht im KWK-Prozess zu verstromen, sondern es auf Erdgasqualität aufzubereiten und in das Erdgasnetz einzuspeisen. Diese Anlagen beziehen im Wesentlichen ihre Erträge aus dem verkauften Gas (Biomethan). Da es hier keine gesetzlichen Regelungen gibt, muss der Gaspreis in diesem Fall zwischen Produzenten und Abnehmer frei ausgehandelt werden. Das EEG sieht allerdings die Möglichkeit vor, das eingespeiste Biomethan an anderer Stelle aus dem Erdgasnetz zu entnehmen und in einem wärmegeführten BHKW zu EEG-Bedingungen zu verstromen.

In seltenen Fällen kann für eingesetzte Substrate ein Entsorgungserlös erzielt werden. Dies ist jedoch genau zu prüfen und

ggf. vertraglich abzusichern, bevor es in eine Planungsrechnung einbezogen wird.

Die Bestimmung des Gärrückstandwertes ist von vielen Faktoren abhängig. Je nach Nährstoffversorgung in der Region können positive oder negative Werte angesetzt werden, da ggf. weite Strecken und damit hohe Transportkosten in Kauf genommen werden müssen. Der Nährstoffwert der eingesetzten Wirtschaftsdünger ist zudem der Tierhaltung anzurechnen. Für die Kalkulation der Modellanlagen wurde davon ausgegangen, dass der Gärrückstand für 0 €/t der Pflanzenproduktion zur Verfügung gestellt wird. Diese trägt lediglich die Ausbringungskosten, kann somit aber auch die Substrate günstiger bereitstellen.

8.2.2 Kosten

Die Kostenpositionen beziehen sich auf die gesamte Biogasanlage (inkl. der verwendeten mobilen Technik) sowie für die Biogasaufbereitungsanlage (im Fall der Modellanlage VIII). Sie lassen sich im Wesentlichen in der folgenden Struktur gliedern:

- Variable Kosten:
  u. a. Substrate, Betriebsstoffe, Wartung und Reparaturen sowie Laboranalysen.
- Fixe Kosten:
  investitionsabhängige Kosten (wie z. B. Abschreibung, Zins, Versicherung) und Arbeitskosten.

Diese einzelnen Kostenpositionen werden im Folgenden erläutert.

8.2.2.1 Variable Kosten

Substratkosten

Die Substratkosten einer Biogasanlage können bis zu 60 % der Gesamtkosten ausmachen. Dies gilt insbesondere für die Anlagen, die ausschließlich nachwachsende Rohstoffe einsetzen. Die für die einzelnen Substrate anzusetzenden Kosten sind in Tabelle 8.2 dargelegt. Die Summe der Substratkosten zeigen die Leistungs-Kosten-Rechnungen der Modellanlagen (siehe Tabellen 8.13 bis 8.15).

Durch die, je nach Substrat, unterschiedlich hohen Lagerungs- bzw. Konservierungsverluste ist die einzulagernde Masse höher als die tatsächlich in der Anlage eingesetzte Biomasse. Näheres hierzu ist im Kapitel 8.1.2 Substrate beschrieben.

Betriebsstoffe

Zu den Betriebsstoffen zählen in erster Linie der verbrauchte Strom, Zündöl für die Anlagen mit Zündstrahl-BHKW, Schmieröl, Diesel für die mobile Technik sowie Folien und Sandsäcke zur Silageabdeckung. Bei einigen Modellanlagen fallen zusätzlich Betriebsmittel wie Aktivkohle zur Gasreinigung (Gasaufbereitungsanlage) oder Fällungsmittel für die zusätzliche interne Entschwefelung (I und VIII) an.

Wartung und Reparatur

Als Wartungs- sowie Reparaturkosten werden je nach Bauteil 1 bis 3 % des jeweiligen Investitionsbedarfs angesetzt.

Bei einigen Bauteilen sind genauere Daten verfügbar, so dass der Aufwand in Abhängigkeit von der Leistung berechnet werden kann. So werden zum Beispiel bei den Gas-Otto-Motoren je nach Größe des Aggregates für den Reparaturaufwand spezifische Kosten in Höhe von 0,34–0,81 ct/kWh$_{el}$ und für den Wartungsaufwand 0,63–1,22 ct/kWh$_{el}$ angesetzt. Bei den Zündstrahlmotoren (bis 150 kW$_{el}$) werden für den Reparaturaufwand 1,44–1,67 ct/kWh$_{el}$ und für den Wartungsaufwand 1,54–2,23 ct/kWh$_{el}$ unterstellt.

Für die Biomethanherstellung (Aminwäsche) wurde ein Vollwartungsvertrag für die Wartung und Instandhaltung (inkl. Störungsbeseitigung und Verschleißpaket) angenommen. Die Kosten belaufen sich auf rund 1,6 ct/m$_n^3$ Rohgas.

Laboranalysen

Für eine professionelle Prozesssteuerung sind Laboranalysen des Fermenterinhalts nötig. In den Modellrechnungen werden 2 Analysen pro Jahr zu jeweils 150 € angesetzt. In kritischen Situationen oder erheblichen Umstellungen der Substratzusammensetzung können auch häufigere Analysen zweckmäßig sein.

Zinskosten Betriebsmittel (Umlaufvermögen)

Dem Aufwand für die oben genannten Betriebsmittel werden Zinskosten für einen Monat zugeschlagen (4 % p.a./12 Monate = 0,33 % pro Monat).

8.2.2.2 Fixe Kosten

Investitionsabhängige Kosten

Investitionsabhängige Kosten setzen sich aus Abschreibung, Zinsen und Versicherung zusammen. Die Abschreibung ist bauteilspezifisch. Es erfolgt eine lineare Abschreibung über 20 Jahre für bauliche Anlagen und über 4 bis 10 Jahre für die installierte Technik. Das gebundene Kapital wird mit einem Zinssatz von 4 % entlohnt. Für die hier durchgeführten Wirtschaftlichkeitsberechnungen wird nicht zwischen Eigen- und Fremdkapital unterschieden.

Die Kosten für Versicherungen werden für die Modellrechnungen pauschal mit 0,5 % der Investitionssumme angesetzt.

Für den berücksichtigen Flächenbedarf der Modellanlagen (vgl. Kapitel 8.1.5) werden als jährliche Kosten lediglich der Aufwand an Zinsen für die Investitionssumme berücksichtigt, da davon ausgegangen wird, dass das Grundstück keinem Wertverlust unterliegt.

Arbeitskosten

Für die Modellanlagen wird der Nettoarbeitszeitbedarf zur Ermittlung der Arbeitserledigungskosten herangezogen. Der Arbeitszeitbedarf errechnet sich im Wesentlichen aus der Substrateinbringung, dem Betreuungsaufwand (Steuerung, Kontrolle und Prozessüberwachung sowie Wartung, Störungsbeseitigung und Reparatur) sowie den Reinigungs- und Büroarbeiten. Der Betreuungsaufwand wird gemäß Abbildung 9.3 im Kapitel Betriebsorganisation (Kapitel 9.1.3.2 Arbeitszeitbedarf für das Betreuen einer Biogasanlage) in Abhängigkeit der installierten Leistung angenommen.

Der Zeitbedarf für die Substrateinbringung wird in Abhängigkeit der eingesetzten Substrate und der verwendeten Technik mit KTBL-Daten berechnet. Es wird von einem Lohnansatz von 15 €/AKh ausgegangen.

8.2.3 Leistungs-Kosten-Rechnung

Ziel des Betriebs einer Biogasanlage muss als Minimum sein, das eingesetzte Kapital und die eingesetzte Arbeit ausreichend zu entlohnen. Ein darüber hinausgehender Unternehmergewinn rechtfertigt zudem das eingegangene unternehmerische Risiko. Im Folgenden wird der beim Betrieb der Modellanlagen zu erwartende Erfolg dargelegt.

Modell I kann trotz der hohen Vergütung kein positives Betriebsergebnis erzielen. Grund hierfür sind die sehr hohen spezifischen Investitionen (deutlich über 9.000 €/kW_{el}) bei dieser kleinen Anlage. Diese liegen hauptsächlich darin begründet, dass bei den Anlagen mit diesem gewählten Substrateinsatz große Behältervolumina benötigt werden (hoher Gülleanteil und 150 Tage gasdichtes System) und zudem für diese modellhafte Betrachtung keine vorhandene betriebliche Peripherie wie Substratlager oder Güllebehälter berücksichtigt wurden, die für die Rentabilität kleiner Gülleanlagen essenziell ist.

Die spezifischen Investitionen bei den Modellen II und III sind geringer als bei der 75 kW_{el}-BGA, jedoch können auch diese beiden Anlagen unter den getroffenen Annahmen kein positives Betriebsergebnis erzielen.

Die Modellanlagen III und IV unterscheiden sich im Wesentlichen durch ihren Substrateinsatz, was zu einem deutlichen Unterschied der beiden Betriebsergebnisse führt. Obwohl die Anlage IV, auf Grund des höheren Gülleanteils, größere Behältervolumina und somit auch höhere spezifischen Investitionen (plus 400 €/kW_{el}) benötigt, wirken sich die geringeren Substratkosten der Anlage deutlich auf die Rentabilität aus. Anlage IV kann jedoch nur einen sehr geringen Gewinn erwirtschaften.

Die Anlagen V, VI und VII_{EEG} erzielen Gewinne zwischen rund 67.000 € und 177.000 €. Die steigende Gesamtkapitalrentabilität zeigt, dass die Größendegression der Vergütungssätze durch positive Effekte wie Degression des spezifischen Investitionsbedarfs und steigende elektrische Wirkungsgrade (und somit geringerer Substratbedarf) überkompensiert werden.

Die beiden Varianten der Modellanlage VII unterscheiden sich in ihrem Substrateinsatz und in der Verfahrenstechnik der Biogasgestehung nicht. Die Anlage zur Direktvermarktung wur-

TAB. 8.13: LEISTUNGS-KOSTEN-RECHNUNG FÜR DIE MODELLANLAGEN I BIS IV

Leistungs-/Kostenart	Einheit	I	II	III	IV
		80 % Gülle, 20 % NawaRo	30 % Gülle, 70 % NawaRo	20 % Gülle, 80 % NawaRo	60 % Gülle, 80 % NawaRo
		75 kW_{el}	150 kW_{el}	250 kW_{el}	250 kW_{el}
Leistungen					
EEG-Einspeisevergütung	€/a	145.514	242.672	382.717	390.657
Wärmeverkauf	€/a	2.322	10.400	21.812	9.733
Summe Leistungen	**€/a**	**147.836**	**253.072**	**404.529**	**400.390**
Variable Kosten					
Substrat	€/a	28.727	85.100	162.530	137.866
Betriebsstoffe	€/a	29.972	39.876	34.201	36.765
Wartung und Reparaturen	€/a	31.429	48.704	58.111	57.563
Laboranalysen	€/a	300	300	300	300
Zinskosten (1 Monat)	€/a	300	579	849	774
Summe variable Kosten	**€/a**	**90.728**	**174.559**	**255.991**	**233.268**
Deckungsbeitrag	**€/a**	**57.108**	**78.513**	**148.538**	**167.122**
Fixe Kosten					
Abschreibung	€/a	60.669	89.336	104.703	109.457
Zinskosten Anlagenkapital	€/a	14.242	20.102	29.282	31.405
Versicherung	€/a	3.471	4.885	7.081	7.572
Lohnkosten	€/a	9.570	12.146	14.331	14.355
Summe fixe Kosten	**€/a**	**87.952**	**126.469**	**155.397**	**162.789**
Einzelkostenfreie Leistung	€/a	-30.844	-47.956	-6.859	4.333
Gemeinkosten	€/a	375	761	2.485	2.497
Gesamtkosten	**€/a**	**179.054**	**301.789**	**413.873**	**398.554**
Stromgestehungskosten	ct/kWh_{el}	29,76	24,19	19,92	19,66
Kalkulatorischer Gewinnbeitrag	**€/a**	**-31.219**	**-48.717**	**-9.344**	**1.836**
Gesamtkapitalrentabilität	**%**	**-4,8**	**-5,7**	**-3,2**	**4,7**

de für die bedarfsgerechte Verstromung mit einem größerem BHKW und einem Pufferspeicher für die Wärmebereitstellung ausgestattet. Dieser technische Mehraufwand schlägt mit zusätzlichen Investitionen in Höhe von rund 400.000 € zu buche, die jährlichen Kosten werden mit etwa 57.000 € angesetzt. Ein Teil der Managementprämie wird als Kosten für die Stromvermarktung an den Stromhändler weitergegeben. (vgl. Tabelle 8.14: variable Kosten für Stromvermarktung). Die Einnahmen aus der Flexibilitätsprämie betragen jährlich rund 66.000 €. Die Marktprämie inkl. Managementprämie steuert 1.026.500 € zu den Einnahmen bei. Hierin enthalten sind 21.900 € Managementprämie, die zur Abdeckung der Kosten der Vermarktung ausbezahlt wird. Für die Modelle wurde angenommen, dass 50 % der Managementprämie für die Stromvermarktung aufgewendet werden.

Der Stromverkauf an der Börse liefert rund 410.000 €. Mit den zugrunde gelegten Vergütungen (siehe Kapitel 8.2.1) lässt sich mit der Direktvermarktung, im Gegensatz zur EEG-Vergütung, unter diesen Annahmen ein Mehrertrag von über 41.000 € pro Jahr erzielen, was die Gesamtkapitalrentabilität um einen Prozentpunkt ansteigen lässt.

Da für eingespeistes Biomethan derzeit kein festgeschriebener Marktpreis verfügbar ist, werden für die Biomethananlage anstelle der Leistungs-Kosten-Rechnung lediglich die Kosten aufgeführt. Die dargestellten Gesamtkosten umfassen die Kosten für die Rohgasbereitstellung und Gasaufbereitung und -einspeisung. Die Investitionen für den Bau der Einspeisestation und der Anschlussleitung zum Einspeisepunkt (die mit 500 Metern angenommen wurden) sind für den Anschlussnehmer auf 250.000 € begrenzt [8-5]. Die spezifischen Kosten für die einzelnen Prozessschritte sind im unteren Drittel der Tabelle 8.15 dargestellt und beziehen sich auf die Biomethanbereitstellung frei Erdgasnetz. Unter der Position Biomethantransport und -vertrieb verstehen sich anfallende Verwaltungsausgaben für die Biogas-Bilanzierung, das Vertragsmanagement sowie den Biomethanhandel und -vertrieb, die pauschal mit 0,2 ct/kWh ($H_{s,n}$) angesetzt werden.

TAB. 8.14: LEISTUNGS-KOSTEN-RECHNUNG FÜR DIE MODELLANLAGEN V BIS VII

Leistungs-/Kostenart	Einheit	V	VI	VII_{EEG}	VII_{DV}
		20 % Gülle, 80 % NawaRo	20 % Gülle, 80 % NawaRo	100 % NawaRo	100 % NawaRo
		500 kW_{el}	750 kW_{el}	1.000 kW_{el}	1.000 kW_{el}
Leistungen					
EEG-Einspeisevergütung/DV-Erlöse	€/a	741.242	1.074.503	1.383.467	1.502.478
Wärmeverkauf	€/a	38.651	56.138	73.465	73.465
Summe Leistungen	**€/a**	**779.893**	**1.130.641**	**1.456.932**	**1.575.943**
Variable Kosten					
Substrat	€/a	310.904	458.582	622.413	622.413
Betriebsstoffe	€/a	62.910	103.078	143.683	143.683
Wartung und Reparaturen	€/a	84.923	107.522	124.823	143.192
Laboranalysen	€/a	300	300	300	300
Stromvermarktung	€/a	–	–	–	10.963
Zinskosten (1 Monat)	€/a	1.529	2.231	2.970	3.068
Summe variable Kosten	**€/a**	**460.566**	**671.713**	**894.189**	**923.618**
Deckungsbeitrag	**€/a**	**319.327**	**458.928**	**562.743**	**652.325**
Fixe Kosten					
Abschreibung	€/a	169.242	224.759	261.476	300.133
Zinskosten Anlagenkapital	€/a	47.755	63.168	73.581	80.826
Versicherung	€/a	11.479	15.143	17.571	19.570
Lohnkosten	€/a	18.116	20.852	22.962	22.962
Summe fixe Kosten	**€/a**	**246.592**	**323.922**	**375.590**	**423.491**
Einzelkostenfreie Leistung	€/a	72.735	135.006	187.153	228.834
Gemeinkosten	€/a	4.982	7.562	10.067	10.067
Gesamtkosten	**€/a**	**712.139**	**1.003.197**	**1.279.846**	**1.357.176**
Stromgestehungskosten	ct/kWh_{el}	17,07	15,81	15,13	16,10
Kalkulatorischer Gewinnbeitrag	**€/a**	**67.754**	**127.444**	**177.086**	**218.767**
Gesamtkapitalrentabilität	**%**	**10,5**	**13,1**	**14,8**	**15,8**

TAB. 8.15: KOSTENRECHNUNG FÜR DIE BIOMETHAN-MODELLANLAGE VIII

Leistungs-/Kostenart	Einheit	VIII[a] Biomethan 400 m_n^3/h Rohgas 100 % NawaRo
Leistungen		
Eingespeistes Biomethan[b]	kWh/a ($H_{s,n}$)	18.504.930
Variable Kosten		
Substrat	€/a	664.110
Betriebsstoffe	€/a	186.717
Wartung und Reparaturen (inkl. Vollwartungsvertrag für BGAA)	€/a	103.491
Laboranalysen	€/a	300
Zinskosten (1 Monat)	€/a	3.181
Summe variable Kosten	**€/a**	**957.799**
Fixe Kosten		
Abschreibung	€/a	315.168
Zinskosten Anlagenkapital	€/a	97.785
Versicherung	€/a	23.546
Lohnkosten[c]	€/a	26.073
Summe fixe Kosten	**€/a**	**462.572**
Gemeinkosten	€/a	10.560
Gesamtkosten	**€/a**	**1.430.931**
Spezifische Bereitstellungskosten (Bezug Biomethan)		
Rohgasbereitstellung	ct/kWh ($H_{s,n}$)	6,38
Biogasaufbereitung (CO_2-Abtrennung)	ct/kWh ($H_{s,n}$)	1,35
Biomethantransport und -vertrieb	ct/kWh ($H_{s,n}$)	0,20
Biomethanbereitstellung frei Erdgasnetz (gesamt)	**ct/kWh ($H_{s,n}$)**	**7,93**

Anm. BGAA: Biogas-Aufbereitungsanlage
[a] *unter Verwendung von [8-5]*
[b] *ohne Verwendung von Flüssiggas zur Gas-Konditionierung für die Einspeisung*
[c] *Lohnkosten im Rahmen Vollwartungsvertrag nicht berücksichtigt*

8.3 Sensitivitätsanalyse

Anhand der Sensitivitätsanalyse soll gezeigt werden, welche Faktoren den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage haben. In Tabelle 8.16 und 8.17 wird dargestellt, inwieweit sich das Betriebsergebnis für die Modellanlage ändert, wenn sich die jeweiligen Faktoren um die angegebene Größe ändern.

Die größte Auswirkung haben Veränderungen im Gasertrag, Methangehalt oder elektrischen Wirkungsgrad sowie Änderungen der Substratkosten. Erwartungsgemäß trifft der letztere Faktor besonders bei den Anlagen mit hohem NawaRo-Anteil zu. Die Modellanlagen mit einem hohen Gülle-Anteil werden hier weniger beeinflusst. Die Bedeutung der Änderung des Investitionsbedarfs ist umso größer, je größer der spezifische Investitionsbedarf der Anlage ist, d. h. er fällt bei kleinen Anlagen stärker ins Gewicht als bei größeren.

Weniger starke Auswirkungen zeigen sich bei einer Veränderung der Faktoren Arbeitszeit, Wartungs- und Reparaturaufwand sowie Wärmeabsatz. Allerdings würde sich die Situation beim Wärmeabsatz anders darstellen, wenn ein Wärmekonzept mit deutlich höherer Wärmenutzung und ggf. auch höheren Preisen realisiert werden könnte.

Die Höhe der Stromvergütung kann sich durch Teilnahme an der Direktvermarktung oder durch Verzögerungen der Inbetriebnahme verändern. Eine Änderung der Stromvergütung um 0,1 ct/kWh hat jedoch im Vergleich zu den Posten Investitionsbedarf, Gasertrag, Methangehalt, Wirkungsgrad und Substratkosten einen untergeordneten Einfluss auf das Betriebsergebnis.

Die Anlagen I und II sind unter den gegebenen Voraussetzungen auch dann nicht wirtschaftlich zu betreiben, wenn sämtliche angeführten Parameter zugunsten eines besseren Betriebsergebnisses variiert werden. Hier gilt es, bereits bestehende Einrichtungen des landwirtschaftlichen Betriebs zu nutzen (wie z. B. Substratlager, Güllebehälter), um so die Anschaffungskosten deutlich zu senken.

Große Effekte können erzielt werden, wenn es gelingt, mehrere Positionen um nur wenige Prozentpunkte zu verändern. Um mit der Anlage III ein Betriebsergebnis von 20.000 €/a zu erzielen, müssen die Anschaffungs- und Substratkosten um jeweils 5 %, der Wartungs- und Reparaturaufwand um 3 % reduziert sowie der Gasertrag und der Wärmeabsatz um jeweils 2 % erhöht werden.

Ebenso kann die Wirtschaftlichkeit einer Anlage in den negativen Bereich geraten. Bei der Modellanlage IV wäre dies der Fall, wenn es nicht gelingt (wie angenommen), 20 % der anfallenden Wärme zu verkaufen, sondern nur 10% (die verkaufte Wärmemenge also um 50 % reduziert wird).

Da bei der Biogasaufbereitungsanlage (VIII) kein Marktpreis für das eingespeiste Biomethan angenommen wurde, werden für die Biomethananlage anstelle der Leistungs-Kostenrechnung lediglich die Kosten aufgeführt. Somit sind die Angaben in der Tabelle 8.17 als Kostenänderung zu verstehen.

TAB. 8.16: SENSITIVITÄTSANALYSE FÜR DIE MODELLANLAGEN I BIS V

Sensitivitätsanalyse Gewinnänderung in €/a	I	II	III	IV	V
	80 % Gülle, 20 % NawaRo	30 % Gülle, 70 % NawaRo	20 % Gülle, 80 % NawaRo	60 % Gülle, 40 % NawaRo	20 % Gülle, 80 % NawaRo
	75 kW_{el}	150 kW_{el}	250 kW_{el}	250 kW_{el}	500 kW_{el}
Änderung der Anschaffungskosten (exkl. Mobiltechnik und Grundstück) um 10 %	7.735	11.096	13.693	14.429	22.292
Änderung der Substratkosten um 10 %	2.873	8.510	16.253	13.787	31.090
Änderung Gasertrag oder Methangehalt oder elektr. Wirkungsgrad um 5 %	6.452	10.878	16.118	16.509	32.988
Änderung Arbeitszeitbedarf um 10 %	957	1.215	1.434	1.436	1.812
Änderung Aufwand Wartung und Reparaturen um 10 %	3.021	4.749	5.662	5.607	8.294
Änderung der Stromvergütung um 0,1 ct/kWh	594	1.233	1.847	2.002	3.767
Änderung des Wärmeabsatzes um 10 %	232	1.040	2.181	973	3.865

TAB. 8.17: SENSITIVITÄTSANALYSE FÜR DIE MODELLANLAGEN VI BIS VIII

Sensitivitätsanalyse Gewinnänderung in €/a	VI	VII_{EEG}	VII_{DV}	VIII
	20 % Gülle, 80 % NawaRo	100 % NawaRo	100 % NawaRo	100 % NawaRo
	750 kW_{el}	1.000 kW_{el}	1.000 kW_{el}	Biomethan 400 m_n^3/h Rohgas[a]
Änderung der Anschaffungskosten (exkl. Mobiltechnik und Grundstück) um 10 %	29.322	34.151	38.941	42.515
Änderung der Substratkosten um 10 %	45.858	62.241	62.241	66.411
Änderung Gasertrag oder Methangehalt oder elektr. Wirkungsgrad um 5 %	43.618	58.275	53.200	–
Änderung Arbeitszeitbedarf um 10 %	2.085	2.296	2.296	2.607
Änderung Aufwand Wartung und Reparaturen um 10 %	10.461	12.155	13.998	10.349
Änderung der Stromvergütung um 0,1 ct/kWh	6.034	8.155	7.973	–
Änderung des Wärmeabsatzes um 10 %	5.614	7.347	7.347	–

[a] *Kapazität der Gasaufbereitung in Normkubikmeter Rohbiogas pro Stunde*

8.4 Wirtschaftlichkeit ausgewählter Wärmenutzungspfade

Die Nutzung der beim KWK-Prozess anfallenden Wärme ist neben dem Stromerlös zunehmend eine ausschlaggebende Größe für den wirtschaftlichen Erfolg einer Biogasanlage. Ob und wenn ja, welche Wärmenutzungsmöglichkeiten einen deutlichen Beitrag dazu leisten können, hängt vor allem von den abgenommenen Wärmemengen und den erzielten Preisen ab.

Es lässt sich feststellen, dass die Wärmenutzungskonzepte von Biogasanlagen verstärkt darauf ausgerichtet sind, einen größeren Teil der Wärmemenge außerhalb des Biogasprozesses zu nutzen. Dies steigert die Gesamteffizienz der Biogasanlagen. Dabei sind der Anteil der extern genutzten Wärmemenge sowie die Art der Wärmenutzung von Anlage zu Anlage unterschiedlich. Eine Betreiberumfrage im Rahmen des EEG-Monitorings ergab, dass im Mittel etwa 45 % der verfügbaren Wärmemenge extern genutzt wird [8-6].

8.4.1 Wärmenutzungspfad Trocknung

8.4.1.1 Getreidetrocknung

Die Trocknung von Getreide ist nur eine zeitlich begrenzte Nutzungsvariante der Biogaswärme. Getreide wird getrocknet, um dessen Lagerfähigkeit zu erhöhen. Durchschnittlich müssen rund 20 % der Erntemenge mit einer Kornfeuchte von 20 % auf 14 % Restfeuchte getrocknet werden – dies geschieht häufig mit Hilfe von Satz- bzw. Wagentrocknern. Der Vorteil der Getreidetrocknung über die ausgekoppelte BHKW-Wärme besteht darin, dass die Wärme im Sommer genutzt wird, wenn andere Möglichkeiten der Wärmenutzung, wie z. B. das Beheizen von Gebäuden, gering sind.

Ob die Trocknung durch Nutzung der BHKW-Wärme gegenüber der Variante mit einem fossilen Energieträger wirtschaftlich vorteilhaft ist, zeigen die folgenden Berechnungen.

Annahmen:

- die Getreidetrocknung erfolgt mittels eines Satztrockners,
- die Trocknungsanlage hat einen Wirkungsgrad von 85 %,
- die Entfernung von der Biogasanlage zur Trocknungsanlage beträgt 50 m,

ANTEIL EXTERNER WÄRMENUTZUNG BEI BIOGASANLAGEN

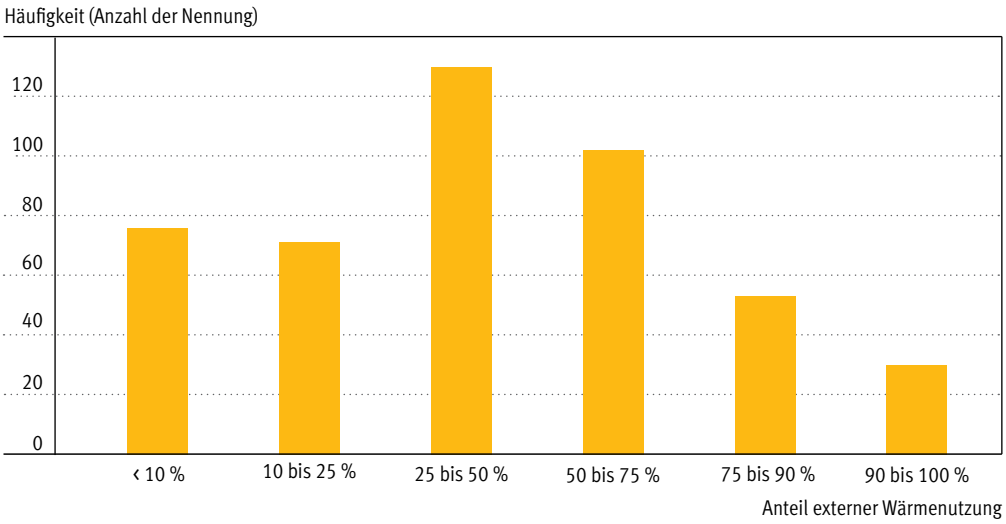


Abb. 8.1: Verteilung des Anteils externer Wärmenutzung bei Biogasanlagen mit KWK-Prozess als Ergebnis einer Betreiberbefragung (n = 468, Mehrfachnennungen möglich) [8-6]

- die Leitungsverluste betragen 23 W/m,
- 20 % der Erntemenge wird von 20 % auf 14 % Kornrestfeuchte getrocknet,
- die Erntemenge beträgt 800 t/a – die Trocknungsmenge beträgt somit 160 t/a und
- die Trocknungsanlage läuft 20 Stunden am Tag für insgesamt 10 Tage im Jahr.

Zur Trocknung einer Getreidemenge von 160 t/a in dem genannten Zeitraum berechnet sich die erforderliche Leistung des Heizregisters zu 112 kW. Es werden somit jährlich 22.334 kWh Wärmeenergie benötigt.

Wird z. B. die Wärmearbeit der Modellanlage II mit 1.155.499 kWh/a zugrunde gelegt, so werden mit der Trocknung von 160 t Getreide nur ca. 1,9 % der erzeugten Wärme der Biogasanlage genutzt. Die Energiemenge, die zum Trocknen aufgewendet wird, entspricht einem Heizöläquivalent von ca. 2.220 l Heizöl.

In Tabelle 8.18 sind die Kosten der Trocknung von Getreide über die Wärmeträger Biogas und Heizöl gegenübergestellt.

Bei einem angenommenen Heizölpreis von 0,71 €/l, können ca. 1.576 €/a aus der Substitution von Heizöl durch Biogas eingespart werden. Diese Position ist der Grund dafür, dass die veränderlichen Kosten bei der Trocknungsvariante durch den Wärmeträger Biogas so viel geringer sind als bei der Heizöl-Variante. Bezogen auf die Erntemenge belaufen sich die Trocknungskosten über Biogas auf 2,26 € pro Tonne verkaufsfähigen Getreides gegenüber 4,61 €/t über Heizöl. Dies entspricht einem Kostenvorteil von 1.851 € pro Jahr.

Wie das Berechnungsbeispiel zeigt, ist bereits die Nutzung dieses geringen Anteils an Biogaswärme aus KWK zur Getreidetrocknung wirtschaftlich. Des Weiteren kann sie als saisonal ergänzende Maßnahme zu anderen Wärmenutzungskonzepten zur Steigerung des Gesamtwärmenutzungsgrades einer Biogasanlage beitragen.

Besteht die Möglichkeit der Nutzung von größeren Wärmemengen zu Trocknungszwecken (z. B. durch Lohntrocknung), ist eine weitere Steigerung der Wirtschaftlichkeit möglich, wie beispielhafte Berechnungen von [8-7] zeigen:

Es wird angenommen, dass 9 % der verfügbaren Wärmemenge der Biogasanlagen an rund 50 Tagen in den Sommermonaten Juli und August genutzt werden können. Die Heizleistung des BHKW deckt die Heizlast für Trocknungsanlage und Fermenter ab. Es muss keine zusätzliche Wärme extern zugeführt werden.

Tabelle 8.19 und Tabelle 8.20 zeigen, dass unter diesen Bedingungen auch schon bei kleinen Biogasanlagen (150 kW) ein achtbarer Gewinn erzielt werden kann, wenn die Wertsteigerung des Getreides durch bessere Lagerfähigkeit und bessere Vermarktungschancen mit 10 €/t FM bewertet wird.

Wird Heizöl als Wärmeträger durch Biogas ersetzt, so decken allein die eingesparten Heizölkosten zumindest bei größeren Biogasanlagen (500 kW) die Gesamtkosten der Trocknungsvariante über BHKW-Wärme (s. Tabellen 8.19 und 8.20).

TAB. 8.18: KOSTENRECHNUNGEN DER GETREIDETROCKNUNG ÜBER DIE WÄRMETRÄGER BIOGAS ODER HEIZÖL

Parameter	Einheit	Getreidetrocknung über	
		Biogas	Heizöl
Kosten			
Summe veränderliche Kosten	€/a	228	1.963
Summe fixe Kosten	€/a	1.016	1.132
Summe Arbeit	€/a	390	390
Summe Gemeinkosten	€/a	150	150
Summe Kosten	**€/a**	**1.784**	**3.635**
Spezifische Kosten			
Kosten pro t verkaufsfähiges Getreide	**€/t**	**2,26**	**4,61**

TAB. 8.19: LEISTUNGS-KOSTEN-RECHNUNG FÜR VERFAHREN DER GETREIDETROCKNUNG MIT WÄRME AUS BIOGAS-BHKW ([8-8], VERÄNDERT NACH [8-7])

	Einheit	Dächerschachttrockner		Schubwendetrockner	Wagentrocknung	
		150 kW_{el}	500 kW_{el}	500 kW_{el}	150 kW_{el}	500 kW_{el}
Annahmen: Die Wärmelieferung an die Trocknungsanlage erfolgt anstelle mit einem Wärmeerzeuger (Heizöl) über Kraft-Wärme-Kopplung (Biogas-BHKW).						
Nutzbare Wärmemenge der Biogasanlage nach Abzug Fermenterheizung	MWh/a	1.136	3.338	3.338	1.136	3.338
Anteil genutzter Wärme der Biogasanlage[a]	%/a	9	9	13	9	9
Genutzte Wärme	kWh	102.240	300.420	433.940	102.240	300.420
Umgesetzte Produktmenge (Getreide)	t FM/a	1.023	3.009	4.815	1.023	2.972
Installierte Wärmeleistung	kW	88	283	424	88	283
Gesamtinvestition[b]	€	53.526	83.421	117.976	30.939	55.100
Kosten						
Investition und Instandsetzung	€/a	5.673	8.912	12.383	3.732	6.825
Strom	€/a	844	1.878	2.450	738	1.633
Arbeit	h/a	260	260	293	326	456
	€/a	3.900	3.900	4.395	4.890	6.840
Versicherung	€/a	276	431	611	159	284
Summe Kosten	€/a	10.693	15.121	19.839	9.519	15.582
Leistung						
Wertsteigerung durch Trocknung der Güter[c]	€/a	13.105	38.550	61.684	13.105	38.076
Kalkulatorischer Gewinnbeitrag	**€/a**	**2.412**	**23.429**	**41.845**	**3.586**	**22.494**
Gewinnschwelle	€/t FM	2,36	7,79	8,69	3,51	7,57

[a] *Trocknungszeitraum: Juli und August, wobei in dieser Zeit bei der Dächerschacht- und Wagentrocknung 50 % der thermischen Leistung der Biogasanlage genutzt werden, bei der Schubwendetrocknung werden in dieser Zeit 75 % der thermischen Leistung der Biogasanlage genutzt*
[b] *Investition Trockner inkl. Leitungsverlegung, Anschluss, Peripherie und 50 m Wärmeleitung*
[c] *Wertsteigerung erzielt durch bessere Lagerfähigkeit, bessere Vermarktungschancen: 10 €/t FM*

TAB. 8.20: HEIZÖLEINSPARUNG BEI VERFAHREN DER GETREIDETROCKNUNG MIT WÄRME AUS BIOGAS-BHKW

	Einheit	Dächerschachttrockner		Schubwendetrockner	Wagentrocknung	
		150 kW_{el}	500 kW_{el}	500 kW_{el}	150 kW_{el}	500 kW_{el}
Substitution fossiler Energieträger						
Eingesparte Heizölmenge[a]	l/a	11.956	35.133	50.747	11.956	35.133
Eingesparte Heizölkosten[b]	€/a	8.489	24.944	36.031	8.489	24.944

[a] *eingesparte Heizölmenge bei Verwendung von Heizöl als fossilem Wärmeträger bei Trocknung. Wirkungsgrad des Heizölwarmlufterzeugers 85 %*
[b] *Heizölpreis: 0,71 €/l*

Bei einem Technikvergleich ist die Gewinnerwartung der Wagentrocknung trotz bis zu 55 % geringerer Investitionen gegenüber der Dächerschachttrocknung mit dieser vergleichbar. Dies ist auf die 25 % bzw. 75 % höheren Arbeitserledigungskosten bei der Wagentrocknung (z. B. durch Hängerwechsel) zurückzuführen.

8.4.1.2 Gärrückstandtrocknung

Die Gärrückstandtrocknung wurde als unterstützenswertes Verfahren der Wärmeverwertung aus KWK-Prozessen bewertet und somit in die Positivliste des EEG 2012 [8-1] aufgenommen. Die gesamte zur Trocknung benötigte Wärmemenge dieser Wärmenutzungsvariante ist zur Erreichung der Mindestwärmenutzung der Biogasanlage anrechenbar, vorausgesetzt, die Prozesswärme wird zur vorgeschriebenen notwendigen Hygienisierung oder Pasteurisierung von Gärrückständen genutzt oder das Aufbereitungsprodukt ist ein Düngemittel. Positiv auf die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage wirkt sich diese Form der Wärmeverwertung nur dann aus, wenn die Änderung der Gärrückstandeigenschaften zu Mehrerlösen durch entsprechende Verwertungs- bzw. Vermarktungskonzepte führt bzw. wenn die Gärrückstandtrocknung den Anspruch auf die EEG-Vergütung sichert, indem die Mindestwärmenutzung eingehalten werden kann.

8.4.2 Wärmenutzungspfad Gewächshausbeheizung

Gewächshäuser können große Wärmemengen über einen langen Zeitraum abnehmen, was einerseits zu verlässlichen Erlösen und andererseits zu niedrigen Wärmebereitstellungskosten für den Gewächshausbetreiber führt. Im folgenden Beispiel wird eine Wärmebereitstellung für verschiedene Kulturführungen sowie für zwei verschiedene Gewächshausgrößen vorgestellt.

Beim Zierpflanzenbau wird zwischen drei kulturspezifischen Temperaturbereichen unterschieden: Eine „kalte" (‹ 12 °C), eine „temperierte" (12–18 °C) sowie eine „warme" Kulturführung (› 18 °C).

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wird exemplarisch eine Biogasanlage mit einer installierten elektrischen Leistung von 500 kW_{el} betrachtet. Es wird angenommen, dass insgesamt 30 % der durch die KWK-Anlage produzierten Wärme für die Fermenterbeheizung benötigt werden. Somit stehen rund 70 % der erzeugten Wärmearbeit, das sind rund 3.200 MWh thermisch pro Jahr, für Heizzwecke zur Verfügung.

In Tabelle 8.21 sind der Wärmebedarf der unterschiedlichen Kulturführungen bei Gewächshäusern mit einer Unterglasfläche von 4.000 m^2 und 16.000 m^2 und die Ausnutzung des Wärmepotenzials eines 500 kW_{el}-BHKW in Abhängigkeit von Kulturführung und Gewächshausgröße gegenübergestellt.

Im Berechnungsbeispiel wird anstatt einer Wärmebereitstellung durch Heizöl eine Wärmebereitstellung durch BHKW-Wärme angenommen. Die BHKW-Wärme deckt dabei die Grundlast ab und eine Heizölheizung sichert die Spitzenlast. Die entsprechenden Kosten für die Abdeckung der Spitzenlast sind in den Berechnungen berücksichtigt (vgl. Tabelle 8.22). Die Wärme wird aus dem BHKW in Form von heißem Wasser ausgekoppelt und über eine 200 m lange Nahwärmeleitung zum Gewächshaus geführt.

Die Gewächshausbeheizung ist zwar als Wärmenutzungsverfahren in der Positivliste des EEG 2012 gelistet – eine Berechtigung für die Anrechnung zur Mindestwärmenutzung kann jedoch nur dann erfolgen, wenn die Wärmenutzung nachweislich fossile Energieträger in einem mit dem Umfang der fossilen Wärmenutzung vergleichbaren Energieäquivalent ersetzt.

Es wird angenommen, dass der Biogasanlagenbetreiber die Wärme zu 0,02 €/kWh_{th} verkauft. Für ihn ergeben sich so zusätzliche Einnahmen aus dem Verkaufserlös.

Für den Gewächshausbetreiber im Zierpflanzenbau „kalt" ergeben sich unter den oben genannten Wärmekosten von 0,02 €/kWh und trotz zusätzlicher Investitionen für die Wärmeleitung Kostenvorteile in Höhe von 14.951 bzw. 66.853 €/a verglichen mit einer alleinigen Beheizung mit Heizöl (vgl. Tabelle 8.22).

Den Berechnungen liegt ein Heizölpreis von 71 ct/l zu Grunde. Für die Kulturführung „temperiert" und „warm" steigen die Einsparpotenziale durch den höheren Wärmeumsatz bei nur geringem Anstieg der Fixkosten auf bis zu 65 % an.

TAB. 8.21: JAHRESWÄRMEBEDARF VON GEWÄCHSHÄUSERN UND AUSNUTZUNG DES WÄRMEPOTENZIALS EINER 500 kW_{el}-BIOGASANLAGE BEI UNTERSCHIEDLICHER KULTURFÜHRUNG UND GEWÄCHSHAUSGRÖSSE

Kulturführung	**Einheit**	**Zierpflanzenanbau**					
Temperaturniveau		**kalt**		**temperiert**		**warm**	
Unterglasfläche	m^2	4.000	16.000	4.000	16.000	4.000	16.000
Zur Beheizung notwendige Wärmemenge	MWh/a	414	1.450	1.320	4.812	1.924	6.975
Extern genutztes Wärmepotenzial einer 500 kW_{el}-Biogasanlage[a]	%	11,7	41,0	37,3	100	54,4	100

[a] *Nach EEG [8-1] ist eine externe Mindestwärmenutzung von 35 % der erzeugten KWK-Wärme gefordert.Die Wärmenutzung ist jährlich nachzuweisen.*

TAB. 8.22: KOSTENVERGLEICH DER WÄRMEBEREITSTELLUNG MITTELS HEIZÖLHEIZUNG UND BIOGAS-BHKW-WÄRME AM BEISPIEL VON ZWEI GEWÄCHSHAUSGRÖSSEN BEI „KALTER" KULTURFÜHRUNG

	Einheit	**Unterglasfläche**			
		4.000 m^2		**16.000 m^2**	
		Wärmebereitstellung durch			
		Heizöl	**Biogas**	**Heizöl**	**Biogas**
Investition	€	86.614	140.614	155.539	213.539
Summe veränderliche Kosten (Reparatur und Brennstoffkosten)	€/a	38.285	18.409	129.174	58.831
Summe fixe Kosten (Abschreibung, Zinsen, Versicherung)	€/a	7.940	12.890	14.258	19.574
Summe Arbeit	€/a	390	390	390	390
Summe Gemeinkosten	€/a	500	500	500	500
Summe Kosten	€/a	47.140	32.189	144.348	79.295
Differenz Öl-/Biogasheizung	€/a	14.951		66.853	
Einsparung Biogas- gegenüber Ölheizung	**%**	**31,7**		**45,7**	

8.4.3 Wärmenutzungspfad kommunales Nahwärmenetz

Die gesetzlichen Rahmenbedingungen schaffen mit dem novellierten Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz, dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz und damit verbundenen Fördermöglichkeiten der Länder und Bezirke sowie zinsverbilligten Krediten die Grundlage für die Nutzung und den Aus- und Neubau von Wärmenetzen.

In Tabelle 8.23 sind die Kenndaten von einer Kommune, die mit Wärme versorgt werden soll, in einem Planungsbeispiel aufgezeigt. Verglichen wird die Wärmelieferung über eine Hackschnitzelfeuerung mit der der KWK-Wärme einer Biogasanlage. Ausgegangen wird von der Deckung der Grundlast (etwa 30 % des Leistungsbedarfs) über einen Hackschnitzelkessel oder über eine Biogasanlage, die Deckung der Spitzenlast erfolgt über einen Öl-Heizkessel (etwa 70 % des Leistungsbedarfs). Die Kommune besteht aus 200 Wohnhäusern, einer Schule und einem Verwaltungsgebäude. Die Wärme wird über ein Warmwasserwärmenetz auf die Verbraucher verteilt. Es ergibt sich eine Heizlast der Kommune in Höhe von 3,6 MW, der Hackschnitzelkessel bzw. die Biogasanlage muss daher mindestens auf eine Heizleistung von 1,1 MW ausgelegt werden.

Für die Beispiele ist von Investitionen in Höhe von 3,15 Mio. € (Biogas) bzw. 3,46 Mio. € (Hackschnitzel) auszugehen. Die Investition für die Biogasanlage wird nicht der Wärmeerzeugung zugeordnet, hieraus resultiert die geringere Investition. Die Nahwärmeleitung (mit Hauptleitung) sowie die Übergabestationen und Hausanschlüsse machen mit etwa 70 % den höchsten Anteil an den Investitionen aus. Gerechnet wurde mit einem durchschnittlichen Investitionsbedarf für die Nahwärmeleitung von 410 €/m, davon entfallen auf das Wärmerohrmaterial nur etwa 50 bis 90 €/m.

Abhängig vom Abgabepreis der BHKW-Wärme aus Biogas betragen die Wärmegestehungskosten rund 8,7 bis 12,0 ct/kWh. Allein auf die Wärmeverteilungskosten entfallen bereits 3,50 ct/kWh. Einen weiteren wichtigen Kostenblock stellt die Bereitstellung des Heizöls (Spitzenlast) dar. Es zeigt sich, dass in diesem Beispiel die Biogas-BHKW-Wärme etwa 3,5 ct/kWh kosten darf, um mit einem Hackschnitzelheizwerk konkurrieren zu können.

Abb. 8.2: Errichtung eines Wärmenetzes [Tannhäuser Ingenieure]

TAB. 8.23: ANNAHMEN UND KENNDATEN FÜR DIE WÄRMEBEREITSTELLUNG IN EINEM KOMMUNALEN NAHWÄRMENETZ

(mit Grundlastabdeckung durch Biogas-BHKW-Wärme und Holzhackschnitzelfeuerung [nach 8-11, verändert])

	Einheit	Biogas-BHKW-Wärme	Holzhack-schnitzel
Häuserbestand	Anzahl	200	
Schule	Schüler	100	
Verwaltungs-/Bürogebäude	Ange-stellte	20	
Heizlast gesamt	MW	3,6	
Heizleistung Biogas/Holzhackschnitzel	MW	1,1	
Heizleistung Ölkessel	MW	2,6	
Jahreswärmebedarf gesamt	MWh/a	8.055	
davon Biogaswärme/ Holzhackschnitzelwärme	MWh/a	5.600	5.200
Netzlänge	m	4.000	
Jahreswärmebedarf exkl. Wärmeübertragungsverlusten	MWh/a	6.861	

TAB. 8.24: INVESTITIONSBEDARF UND WÄRMEBEREITSTELLUNGSKOSTEN FÜR DAS KOMMUNALE NAHWÄRMENETZ IN ABHÄNGIGKEIT VOM ABGABEPREIS FÜR DIE BIOGAS-BHKW-ABWÄRME [8-11, VERÄNDERT]

	Einheit	BHKW-Wärme			Holzhackschnitzel
Abgabepreis der Biogaswärme	ct/kWh	1	3,5	5	
Investitionsbedarf[a]	€	3.151.690			3.464.821
Investitionsbedarf für die Wärmeverteilung[b]	€	2.399.200			
Kosten	€/a	599.929	740.629	825.049	738.451
Wärmebereitstellungskosten	ct/kWh	8,74	10,79	12,03	10,76
davon Kosten der Wärmeverteilung[b]	ct/kWh	3,50			

[a] *Enthalten sind: Heiz- und Technikgebäude, Anlagenteile zur Spitzenlastabdeckung (Ölkessel und Ölbunker), gemeinsame Anlagenteile (Pufferspeicher, Elektroinstallationen, Mess-Regelsysteme, sanitäre Einrichtungen, Lüftungs- und Klimaanlagen), Fernwärmenetz, Baunebenkosten (Planung und Genehmigung). Für die Holzhackschnitzel ist zusätzlicher Investitionsbedarf für die Biomassefeuerung sowie für die Biomasselagerung berücksichtigt.*

[b] *Die Biogasanlage ist nicht Teil der Investition. Die Wärme wird nach dem BHKW an das hier betrachtete Netz übergeben.*

8.5 Qualitative Einordnung unterschiedlicher Wärmenutzungspfade

Einen abschließenden Überblick über eine qualitative Einordnung unterschiedlicher Wärmenutzungspfade gibt Tabelle 8.25.

TAB. 8.25: QUALITATIVE EINORDNUNG UNTERSCHIEDLICHER WÄRMENUTZUNGSPFADE

Wärmenutzungspfad/ Wärmesenke	Investitionen	Wärmeabgabemenge	Wärmebereitstellung (Kontinuität der Wärmeabgabe)	Ersatz fossiler Energieträger
Trocknen				
- Druschfrüchte	++/+	0	-	+
- Gärrückstände	0	++	++	-
- Holz	+/0	+ [a]	0	0/-
Heizen				
- Gärtnereien	+/0	++ [a]	0 [b]	++
- Wohnbebauung	-	+/++ [c]	+ [d]	++
- Industriebauten	+/0	+/++ [c]	++ [d]	++
- Stallgebäude	+/0	0 [a]	0	+
- BHKW-Nachverstromung (ORC-und KC-Anlagen)	0/-	++	++	-
Kühlen				
- Molkereien	- [e]	++	++	++
- Milchvorkühlung	- [e]	0	+	-

Anm.: ORC: Organic-Rankine-Cycle; KC: Kalina-Cycle
++ = sehr gut bzw. bei Investitionen: sehr niedrig, + = gut bzw. bei Investitionen: niedrig,
0 = mittel bzw. bei Investitionen: neutral, - = schlecht bzw. bei Investitionen: hoch bzw. sehr hoch.

[a] *Wärmeabgabemenge begrenzt entspr. Wärmeobergrenzen EEG 2012 Anlage 2 [8-1]*
[b] *Wärmeabgabe ggf. nur in den Wintermonaten und je nach Temperaturniveau der Kulturführung und Gewächshausgröße sehr unterschiedlich*
[c] *je nach Zusammensetzung der zu beheizenden Wohnbebauung. Bei dichter Besiedlung mit schlecht gedämmten Gebäuden sowie bei kommunalen und gewerblichen Großverbrauchern interessant.*
[d] *nur für die Bereitstellung der Grundlast umzusetzen. Spitzenlast muss über andere Energieträger abgedeckt werden.*
[e] *Investition Absorptionskältemaschine*

8.6 Literaturverzeichnis

[8-1] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 1. Januar 2012

[8-2] Vierte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes – Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (4. BImSchV) vom 17.8.2012

[8-3] KTBL (2010): Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (Hrsg.), Darmstadt

[8-4] Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung) vom 24.2.2012

[8-5] KTBL (2012): Biomethaneinspeisung in der Landwirtschaft Geschäftsmodelle – Technik – Wirtschaftlichkeit. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (Hrsg.), Darmstadt

[8-6] BMU (2012): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.), Berlin

[8-7] Gaderer, M.; Lautenbach, M.; Fischer, T.; Ebertsch, G. (2007): Wärmenutzung bei kleinen landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Bayerisches Zentrum für angewandte Energieforschung e.V., Augsburg, verändert

[8-8] KTBL (2009): Faustzahlen Biogas. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (Hrsg.), Darmstadt, verändert

[8-9] Döhler, H.; et al. (2009): Kommunen sollten rechnen. Joule 01.2009, verändert

9 BETRIEBSORGANISATION

Der Aufbau eines Betriebszweiges Biogas im landwirtschaftlichen Betrieb oder in einer Betriebsgemeinschaft bzw. die Umstellung eines Betriebes auf Biogas kann im Wesentlichen auf die nachfolgenden Hauptargumente zurückgeführt werden:

- Aufbau eines neuen Betriebszweiges zur Verbreiterung der Produktionsbasis,
- Risikoabsicherung des Einkommens durch Nutzung der Preisgarantie für das Produkt Biogasstrom,
- Bereitstellung liquider Mittel über das gesamte Wirtschaftsjahr,
- marktunabhängige Flächenverwertung,
- energetische Verwertung von Haupt- und Nebenprodukten,
- Reduzierung von Emissionen und Gerüchen aus der Lagerung und Ausbringung von Wirtschaftsdünger,
- Verbesserung der Pflanzenverfügbarkeit der Nährstoffe aus Wirtschaftsdünger,
- autarke Energieversorgung und
- Imagegewinn.

Bevor die Entscheidung für die Biogaserzeugung realisiert wird, sind folgende Möglichkeiten der Biogaserzeugung und -verwertung, auch vor dem Hintergrund der Risikobereitschaft des Einzelnen, abzuwägen (vgl. Abb. 9.1):

Möglichkeit 1: Substratlieferung an eine bestehende bzw. neu zu errichtende Biogasanlage; dadurch geringes Risiko bzgl. Investitionen und Biogasanlagenbetrieb, aber auch weniger Anteil an der Wertschöpfung Biogas.

Möglichkeit 2: Bau einer eigenen bzw. einer Gemeinschafts-Biogasanlage mit eigener Verstromung des Biogases bzw. Verkauf des erzeugten Biogases z. B. an einen Gasaufbereiter; damit hohes Risiko bzgl. Investitionen und Biogasanlagenbetrieb, aber hoher Anteil an der Wertschöpfung Biogas.

Die Möglichkeit 1 des Betriebszweiges Biogas ist mit der Marktfruchtproduktion vergleichbar. Allerdings ist besonders z. B. bei der Maissilageproduktion zu beachten, dass aufgrund des TS-Gehaltes der Frischmasse von ca. 30–40 % und der Lagerfähigkeit des silierten Materials über max. 24 Stunden nach Entnahme nur eine begrenzte Transportwürdigkeit besteht. Somit ist maximal von einem regionalen Markt auszugehen, solange das Silo beim Produzenten ist.

Abb. 9.1: Möglichkeiten des Landwirtes im Betriebszweig Biogas

Bei Verkauf ab Feld, wie es oft in den südlichen Bundesländern anzutreffen ist, ist die Silierkapazität beim Verwerter, d. h. der Biogasanlage anzutreffen. Auch hier ist aufgrund der nötigen Transportkapazität nur ein regionaler Markt vorhanden.

Begünstigt wird diese Regionalisierung zusätzlich durch den Transportaufwand für die Verwertung des Gärrückstandes, der überwiegend am Standort der Biogasanlage gelagert wird. Aus Sicht der Biogasanlagenbetreiber werden langfristige Verträge zur Absicherung des relativ konstanten Substratbedarfs angestrebt. Besonders auf Grenzstandorten und bei variierenden Erträgen kann das für den Landwirt hinsichtlich der Vertragserfüllung problematisch sein.

Die Möglichkeit 2 des Betriebszweiges Biogas dagegen ist mit der Errichtung einer Tierhaltungsanlage zu vergleichen. Die „Veredlung“ erfolgt im Betrieb mit dem Ziel der Erwirtschaftung eines Veredlungsgewinns, der Verbreiterung der Produktion bzw. einer Investition in die Zukunft. Hierfür sind zusätzliche Investitionen in der Größenordnung von 9.000 €/ha und mehr notwendig, bei einer langen Bindungszeit für Kapital und Fläche von ca. 20 Jahren. Ziel ist auch eine angemessene Entlohnung des eingesetzten Kapitals. Dieses ist mit Hilfe einer Investitionsrechnung zu prüfen (vgl. Kapitel 8.2.3).

Ausgangspunkte für die Errichtung einer landwirtschaftlichen Biogasanlage sollten der verfügbare Anfall der Wirt-

schaftsdünger, die sinnvoll verwertbare Wärmemenge, der notwendige Flächenbedarf für die Substratbereitstellung sowie das Verwertungspotenzial für den Gärrückstand darstellen.

Im Einzelnen ist es dazu erforderlich, den Anfall an Wirtschaftsdünger sowie den Trockensubstanzgehalt (TS) zu erfassen (Richtwert 0,15 … 0,2 kW/GV). Für die Ermittlung des Mengenanfalls können auch Richtwerte z. B. der Landesanstalten und des KTBL genutzt werden, wenn die TS-Gehalte bekannt sind. Dabei ist zu beachten, dass eine einzelne Gülleprobe oft nur einen unsicheren Wert liefert.

Zusätzlich sind der Anfall an landwirtschaftlichen Reststoffen (wie Futterreste, Silodeckschichten etc.) und ggf. verfügbare Nebenprodukte als mögliche kostenneutrale Substrate in zeitlichem und mengenmäßigem Anfall bei Beachtung von Verfügbarkeit und Transportentfernungen zu erfassen. Aufgrund der Vergütungsreglungen des EEG ist bei den eingesetzten Substraten der TS-Gehalt von hoher Bedeutung, da für die Berechnung der Einsatzstoffklassenvergütung ein fester, vom Frischmasseeinsatz abgeleiteter Gasertrag herangezogen wird (vgl. Kapitel 7.5).

Sofern eine Abfallvergärung in Betracht gezogen wird, ist die Verfügbarkeit der Bioabfälle, die Transportentfernung, ggf. die Anforderungen an eine Konservierung, deren gärbiologische und rechtliche Unbedenklichkeit sowie die Notwendigkeit einer Hygienisierung zu prüfen (vgl. Kapitel 10.3.5).

Hinsichtlich des Einsatzes von Feldfrüchten sollte der Landwirt bei der Planung seiner landwirtschaftlichen Biogasanlage Klarheit darüber besitzen, welche Flächenanteile mit welchen Erträgen und welchen Fruchtarten für den Biogasbereich zur Verfügung gestellt werden können. Überschlägig kann von 0,5 ha/kW_{el} ausgegangen werden. Hierbei sind unter Beachtung fruchtfolgetechnischer und arbeitswirtschaftlicher Fragen ertragsreiche Fruchtarten mit geringen Kosten je Einheit organischer Trockenmasse bzw. je Kubikmeter Methan zu bevorzugen. Als Einschränkung ist hier der Einsatz von max. 60 % Mais und Getreidekorn gemäß EEG 2012 [9-3] zu berücksichtigen. Der Anbau von weiteren Ganzpflanzensilagen neben Mais kann aber auch darüber hinaus betrieblich sinnvoll sein, wenn dadurch die Arbeitsspitze der Maisernte kompensiert und eine frühere Beräumung der Flächen z. B. für die Rapsaussaat möglich wird.

Eine vollständige Verplanung der Betriebsfläche als Grundfutterfläche für die Rinderhaltung und als Substratproduktion für Biogas ist meist nicht sinnvoll, da dann keine Teilnahme am Markt mehr erfolgen kann. Zusätzlich sprechen auch Fruchtfolgegründe auf den Ackerbaustandorten gegen solche Lösungen.

Der Zukauf von Biomasse ist eine oft praktizierte Lösung, sofern von den eigenen Flächen nicht ausreichend Substrate produziert werden können. Auch wenn hier langfristige Verträge – oft mit Preisgleitklausel – angestrebt werden, so ist doch die materielle und ökonomische Sicherheit für die Biogasanlage geringer. Durch den Bau weiterer Anlagen in der Region oder durch Änderungen der Agrarpreise kann der regionale Markt deutlich beeinflusst werden.

Für die Planung der einzusetzenden Substrate sind die folgenden Punkte zu berücksichtigen:

- Vorhandener Wirtschaftsdünger (mit Angaben zu TS und oTS),
- Anfall landwirtschaftlicher Reststoffe auf dem Betrieb,
- Flächenverfügbarkeit, Erträge und Kosten für NawaRo-Anbau sowie
- Verfügbarkeit von Reststoffen aus der Nahrungs- und Futtermittelindustrie [1].

Darüber hinaus müssen einige Rahmenbedingungen beachtet werden:

- Vorhandene Lagerkapazitäten (für Silagen, Gärrückstände),
- Wärmebedarf des Betriebes oder umliegender Abnehmer (Mengen, Jahresgang),
- Einspeisepunkte für Strom und Wärme,
- Nutzbare Gebäudesubstanz,
- Flächen zur Gärrückstanddüngung,
- Beachtung der BioAbfV,
- Transportentfernungen für Inputsubstrate und Gärrückstandausbringung sowie
- Kalkulation der Einspeisevergütung durch die Verwendung spezieller Substrate.*

Bei der Entscheidung für die zu realisierende Größe der Biogasanlage sind aber neben der Substratbereitstellung, dem Verwertungspotenzial der Gärrückstände und der sinnvoll verwertbaren Wärmemenge, auch technische, rechtliche, administrative und Vergütungsfragen zu beachten. Der teilweise beschrittene Weg, dass unabhängig vom konkreten Standort (Wärmebedarf, Gärrückstandverwertung, Betriebsgrößen und -strukturen etc.), der Substratverfügbarkeit und arbeitswirtschaftlicher Fragen eine Wunschgröße der Biogasanlage definiert wird, kann zu erheblichen wirtschaftlichen und strukturellen Problemen führen und ist nicht zu empfehlen.

Zusammenfassend ist zu bedenken, dass bei der materiellen Integration der Biogasanlage in den Landwirtschaftsbetrieb folgende Faktoren von großer Bedeutung sind:

- Flächenbedarf und Bindungsfristen (20 Jahre), die aber ggf. auch z. B. durch Substratzukauf beeinflussbar sind.
- Düngungsregime: Mögliche Erhöhung der Menge des auszubringenden Materials und der Nährstoffe im Betriebskreislauf.
- Grundmittelnutzung: Möglichkeit zur Nutzung vorhandener Silos, Güllelager etc.
- Arbeitswirtschaft: hier ist die Erzeugung, Ernte und Einlagerung oder Beschaffung der Rohstoffe (Substrate), das Betreiben der Anlage mit Substrataufbereitung und -zuführung, Prozessüberwachung, Betreuung sowie Instandhaltung und Beheben von Störungen und Schäden und den administrativen Aufgaben ebenso zu berücksichtigen wie das Ausbringen der Gärrückstände (Bsp.: Erzeugung, Ernte und Einlagerung von Getreide: 6 … 8 h/ha gegenüber Maissilage: 13 … 15 h/ha).

Zur Risikoabfederung kann die Realisierung mit einem Partnerbetrieb in einer Betriebsgemeinschaft vollzogen werden. Gegründet werden kann hierzu unter anderem eine GbR zur Biomasseverwertung, die die Grundleistung aus Rohstoffpflanzen

* Hier sind die Anforderungen des EEG 2012 und die Anlagen der Biomasseverordung [9-4] für die Kalkulation der Einspeisevergütungshöhe zu berücksichtigen

und Gülle sowie anderweitigen Stoffen, wie z. B. Fette erbringt (vgl. Kapitel 9.2.2).

Im Folgenden werden die wichtigsten Einflussfaktoren bei der Umstrukturierung eines Betriebes aufgeführt.

9.1 Umstrukturierung des Betriebes – Perspektiven und Ansätze zur Optimierung

Bei der Vorbereitung und Errichtung der Anlage ist eine Mitwirkung des Landwirtes bei unterschiedlichen Leistungen erforderlich. Die folgende Liste gibt einen Überblick über die wichtigsten Entscheidungen und Tätigkeiten des Landwirts bei der Anlagenplanung bzw. bei der Integration der Biogasanlage in den landwirtschaftlichen Betrieb:

- Standortwahl,
- Klärung des elektrotechnischen Anschlusses zur Einspeisung des erzeugten Stromes in das Netz einschließlich der oft erforderlichen Errichtung einer neuen Trafoanlage, bzw. der Möglichkeiten des Gasnetzzugangs,
- Klärung der wärmeseitigen Einbindung der Anlage in den Betrieb und an weitere Wärmesenken,
- Klärung der substratseitigen Einbindung der Anlage,
- Genehmigungsverfahren (Antragsvorbereitung),
- Einbindung der Bevölkerung,
- Gutachten (Bodengutachten für Anlagenstandort, Statik für Behälter und neue Bauwerke, Sicherheits- und Gesundheitsplan für die Baustelle, TÜV-Abnahme, ...),
- ggf. notwendige erforderliche Lagerraumerweiterung aufgrund zusätzlicher Gärrückstände aus Ko-Substraten oder nicht nachträglich gasdicht abdeckbarer Güllelager,
- Baustelleneinrichtung (Außenbeleuchtung, Zäune, Schilder, Wege, Wasserleitung, Ausgleichs-Bepflanzung, ...) und
- Erstinbetriebnahme der Anlage und Störungsbeseitigung in der Anfahrphase und Betreuungsleistung für das erste Betriebshalbjahr.

9.1.1 Wahl eines geeigneten Anlagenstandortes

In der folgenden Abb. 9.2 sind alle wesentlichen Parameter der Standortwahl aufgeführt. Mit zunehmender Anlagengröße nimmt die Frage des optimalen Anlagenstandortes an Bedeutung zu. Besonders wichtig sind hierbei die Möglichkeiten zur Verteilung und Nutzung der Energieerzeugnisse (vgl. Kapitel 11.2.2).

Ebenfalls ist zu berücksichtigen, dass ein Transport von Wärme nur über geringe Entfernungen ökonomisch sinnvoll ist und der Transport von Strom im Niederspannungsbereich zu erheblichen Leitungsverlusten und damit zur Minderung des ökonomischen Ertrages führen kann.

Für die Standortsuche ist weiterhin relevant, in welchem Rahmen der für die Anlagendimensionierung erforderliche Substrat- und Gärrückstandtransport realisierbar ist (vgl. Kapitel 11.2.2). Weiterhin ist zu klären, ob die notwendigen Substratmengen und -qualitäten am Standort längerfristig verfügbar sind. Darüber hinaus sind genehmigungsrechtlich festgesetzte Abstände zur Tierhaltung, Wohnbebauung oder sensiblen Wassergebieten einzuhalten. Zukünftige Erweiterungsschritte sollten in die Planung einbezogen werden.

Neben den administrativen Planungsparametern müssen auch geologische Faktoren wie der Grundwasserspiegel oder der Bodenzustand (Bodenart, Felsenbesatz usw.) in die Standortsuche einbezogen werden. Für die Finanzierung der Anlagen könnten Fördermöglichkeiten am Anlagenstandort durch Kommune, Landkreis oder Bundesland von Interesse sein.

9.1.2 Auswirkung der Biogasanlage auf die Fruchtfolge

Durch die Biomasseerzeugung kann eine Neuausrichtung der Fruchtfolge notwendig werden. Im Vordergrund steht jetzt die möglichst hofnahe pflanzliche Produktion für die Gaserzeugung, um Transportkosten zu minimieren. Dieser Zielsetzung ist jedoch unter Berücksichtigung der Anlagengröße, der erforderlichen Substrat-(NawaRo-)Menge sowie aus Fruchtfolgegründen nicht immer Folge zu leisten. So kann es für einen Anlagenbetreiber mit angeschlossener Schweinehaltung durchaus

Abb. 9.2: Einflussgrößen auf die Wahl des Anlagenstandortes (KWK: Kraft-Wärme-Kopplung)

ökonomisch sinnvoll sein, die auf den eigenen Betriebsflächen angebaute Wintergerste nicht mehr an die eigenen Schweine zu verfüttern, sondern diese statt dessen zu einem früheren Zeitpunkt bei Teigreife als Ganzpflanzensilage zur Biogaserzeugung zu ernten. Die Schweine werden dann alternativ mit zugekaufter Futtergerste gefüttert. Durch die frühe Gerstenernte besteht in günstigen Lagen die Möglichkeit, Silomais als Zweit- bzw. Nachfrucht mit frühen Sorten anzubauen. Durch den Anbau von Mais unter Hauptfruchtbedingungen ergibt sich als Nebeneffekt die Möglichkeit, den anfallenden Gärrückstand über eine längere Zeitspanne ökologisch sinnvoll pflanzenbaulich zu verwerten.

Durch die Änderung der Fruchtfolge mit Ausrichtung auf die Biogaserzeugung kann eine fast ganzjährige Begrünung der Ackerflächen erreicht werden, aus der Sicht der Stickstoffausnutzung ein positiver Effekt.

Je nach Bodenfeuchte zum Zeitpunkt der Maissilageernte kann ein Befahren bei ungünstigen Bodenverhältnissen negative Auswirkungen auf die Bodenstruktur haben, insbesondere bei der Ernte von Zweitfrucht-Mais.

Sowohl aus landwirtschaftlicher als auch aus Sicht der Gärbiologie hat sich ein breiter Substratmix in den Biogasanlagen bewährt. Der Anbau von Getreide-GPS führt zur früheren Beräumung der Flächen und ermöglicht z. B. eine termingerechte Rapsaussaat. Mais, als sehr ertragreiche Feldfrucht, kann im Frühjahr gut Gärrückstände verwerten. Auch der Einsatz von Getreidekorn, z. B. als Mittel zur Steuerung der Gasproduktion, ist zu empfehlen. Zusätzlich können über den Zukauf von Getreidekorn Schwankungen im Ertrag der selbst angebauten Substrate ausgeglichen und ggf. größere Transportentfernungen und -mengen vermieden werden. Der Einsatz von Getreidekorn ist, ökonomisch betrachtet, jedoch nur bei einem niedrigen Preisniveau sinnvoll.

9.1.3 Flächen- und Arbeitszeitbedarf

Bei der Integration des Betriebszweiges Biogas sind neben den arbeitswirtschaftlichen Fragen durch Änderungen in der Anbaustruktur (z. B. Anbau von Mais anstatt von Getreide) und die Bewirtschaftung der Biogasanlage auch der hohe Kapitalbedarf und die Bindung von Ackerflächen zu beachten. Der Aufbau einer Biogasanlage führt je ha zu einer höheren Kapitalbindung als die Milchproduktion. Der Flächenbedarf bzw. die Flächenbindung ergibt sich für den Landwirt aus der Größe der Biogasanlage zuzüglich des Bedarfs für Tierhaltung.

Durch den Flächenbedarf ergeben sich der Arbeitszeitbedarf und die Arbeitskraftbindung zu den unterschiedlichen Terminen der Pflanzenerzeugung für die Substratbereitstellung. Auch das Betreiben einer landwirtschaftlichen Biogasanlage mit all ihren Abhängigkeiten von Art und Menge der eingesetzten Substrate, technischen und baulichen Lösungen und der Eingliederung dieses Betriebes oder Betriebszweiges in ein bestehendes oder zu gründendes Unternehmen bindet Arbeitszeit. Der auf den Flächenbedarf bezogene Arbeitszeitbedarf ist bei einer Biogasanlage deutlich geringer als in der Milchviehproduktion.

Bei der Kombination von Biogaserzeugung und Tierhaltung ergeben sich deutliche Synergieeffekte hinsichtlich Wirtschaftlichkeit, Emissionsminderung und oft auch hinsichtlich der Arbeitswirtschaft. Wichtig ist, dass die Größe der Biogasanlage und damit auch der Arbeitszeitbedarf an die betrieblichen Bedingungen angepasst wird. Unter den im Osten Deutschlands vorherrschenden Bedingungen der großräumig strukturierten Landwirtschaft hat es sich oft bewährt, wenn z. B. der Futtermeister der Milchviehanlage mit seinem Sachverstand für biologische Prozesse die Betreuung der Biogasanlage mit übernimmt.

Der erforderliche Arbeitszeitbedarf für einen Biogasanlagenbetrieb lässt sich überwiegend folgenden wichtigen Prozessabschnitten zuordnen:

- Erzeugung, Ernte und Einlagerung oder Beschaffung der Rohstoffe (Substrate),
- Betreiben der Anlage mit Substrataufbereitung und -zuführung,
- Betreuung der Anlage mit Prozessüberwachung, Wartung, Instandhaltung und Beheben von Störungen und Schäden sowie den administrativen Aufgaben und
- Ausbringung der Gärrückstände.

Alle Prozessabschnitte sind betriebsnotwendig. Sie können aber je nach Betriebsweise und Substrat mit sehr unterschiedlichem Arbeitszeitbedarf verbunden sein. Die Arbeitszeitplanung muss im Stadium der Vorplanung auf jeden Fall in die Überlegungen einbezogen werden, um unliebsame Überraschungen zu vermeiden. Schließlich gibt es hierbei auch in der Praxis erprobte und bewährte Alternativlösungen.

So können beispielsweise Arbeiten aus dem Bereich der pflanzlichen Erzeugung wie zum Beispiel Ernte, Transporte sowie Ausbringen der Gärrückstände auch überbetrieblich vergeben werden. Selbst im Bereich des Anlagenbetriebes können Wartungs- und Überwachungsarbeiten (Fernüberwachung) gegen entsprechende Vergütung von Spezialisten übernommen werden. Die für den Betrieb passende und wirtschaftliche Lösung lässt sich nur im Rahmen einer sorgfältigen einzelbetrieblichen Planung finden.

9.1.3.1 Erzeugung, Ernte und Einlagerung der Rohstoffe

Soweit die Erzeugung auf selbst bewirtschafteten Flächen erfolgt, beispielsweise durch den Anbau von Mais zur Silagebereitung, die Ernte von Getreidepflanzen für die Ganzpflanzensilage oder das Abernten von Grünland, stehen umfangreiche Planungsdaten für die Produktionstechnik zur Verfügung. Für die folgenden Berechnungen wurde deshalb auf die bekannten Kalkulationsunterlagen der KTBL-Datensammlung „Energiepflanzen“ zurückgegriffen [9-1]. Im Regelfall können jedoch auch vorhandene Daten aus der herkömmlichen Produktionstechnik ohne große Anpassung auf die Gewinnung von Rohstoffen angewendet werden.

Arbeitszeitbedarf für die Erzeugung der Substrate für Modellanlage V

Zur Verdeutlichung und Berechnung der arbeitswirtschaftlichen Auswirkungen wird das Modell V (siehe auch Kapitel 8) betrachtet. Diese Modellanlage verarbeitet 2.200 t Gülle, die aus einer Rinderhaltung mit einem Viehbestand von rund 110 GV Milchkühen stammen. Als Nachwachsende Rohstoffe werden 6.500 t Maissilage, 1.100 t Getreide-GPS und 1.100 t Grassilage eingesetzt. Unterstellt man Erträge von 50 t/ha Silomais, 40 t/ha Getreide (Ganzpflanze) und 29 t/ha Gras und berücksichtigt jeweils 12 % Silierverluste, entspricht dies einer zu bewirtschaf-

TAB. 9.1: ARBEITSZEITBEDARF IN ABHÄNGIGKEIT VOM PRODUKTIONSVERFAHREN

Produktionsverfahren	Anbau [AKh/ha]	Ernte [AKh/ha]
Silomais	5,23	5,57
Getreide-GPS	5,21	3,19
Grünlandbewirtschaftung	6,85	6,30

tenden Fläche für Energiepflanzen von ca. 223 ha (148 ha Mais, 31 ha Getreide-GPS und 44 ha Grassilage).

Es spielt keine entscheidende Rolle, ob diese Flächen als betriebseigene oder gepachtete Flächen, durch Flächentausch oder durch Kooperation in einer Gemeinschaft zur Verfügung gestellt werden. Für die Grundfutterversorgung stehen diese Flächen nicht mehr zur Verfügung. Ob insgesamt eine ausgewogene Fruchtfolge erhalten bleibt, muss überprüft werden.

Für die Modellanlage V wurde angenommen, dass mit 5 ha durchschnittlicher Schlaggröße und 2 km Hof-Feld-Entfernung gute Produktionsvoraussetzungen bestehen. Auf eigene Ernte- und Transporttechnik für die Häckselguternte wird weitgehend verzichtet, da anspruchsvolle Arbeiten mit hohen Investitionen unter den Bedingungen kleinräumig strukturierter Landwirtschaft besser an ein Lohnunternehmen übertragen werden sollten.

Unter diesen getroffenen Annahmen ist mit einem gesamten Arbeitszeitbedarf von jährlich rund 1.200 Arbeitskraftstunden (AKh) zu rechnen.

In Tabelle 9.1 ist beispielhaft der zu erwartende Arbeitszeitbedarf dargestellt. Die Zahlen sind der KTBL-Datenbank entnommen, die eine Vielzahl von Planungsvarianten anbietet.

In der Zeitspanne der Silomaisernte, im September und Anfang Oktober, werden je nach eingesetzter Technik rund 1.000 AKh benötigt, um den Abtransport vom Feld zum Silo sowie die Einlagerung und Verdichtung vorzunehmen. Diese Arbeit kann zum Teil vom Landwirt übernommen bzw. organisiert werden.

Bemerkenswert ist, dass jede Tonne erzeugtes Substrat mit rund 0,3 Arbeitskraftstunden, inklusive Gärrückstandausbringung, bei Ansatz von 15,00 € Lohn pro Stunde mit 4,50 € Arbeitskosten „belastet“ ist.

Die Erzeugung von Silage und Getreide führt zu einem Arbeitszeitbedarf in den einzelnen jährlichen Zeiträumen, der auch bei einer anderweitigen Verwendung, z. B. Verkauf oder Verfütterung, einzuplanen wäre. Gemeinsam ist diesen Produktionsverfahren, dass die Verwertung eines eingelagerten Produktes über einen langen Zeitraum, meist sogar ganzjährig in gleicher Weise erfolgt. Dies kann positiv für die gesamte Prozessführung sein. In jedem Fall ist die Einbringung der Substrate in die Biogasanlage durch einen vergleichsweise gleichmäßigen und wenig schwankenden Arbeitszeitbedarf gekennzeichnet.

Viel weniger planbar und vorhersehbar wird der Arbeitszeitbedarf, wenn Reststoffe während der Vegetationszeiten und nur in bestimmten Zeitspannen anfallen und verwertet werden sollen. Beispiele hierfür wären die Verwertung von frischem Schnittgrün oder die Verwertung von Gemüseabfällen, die nur zu bestimmten Zeiten anfallen. Arbeitswirtschaftlich und prozesstechnisch wird es immer von Vorteil sein, wenn bei der Verwertung saisonal anfallender Substrate auf eingelagerte „Reservesubstrate“ zurückgegriffen werden kann, um kurzzeitige Versorgungslücken vermeiden zu können.

Nicht zu vernachlässigen sind auch negative Einflüsse auf den Gärprozess durch zu stark wechselnde Substratzusammensetzungen beim überwiegenden Einsatz von saisonalen Substraten.

Noch bedeutender wird diese Problemstellung, wenn die Substrate nicht im eigenen Betrieb anfallen. Hier darf der Arbeitszeitbedarf für die Akquisition nicht unterschätzt werden. Allerdings liegen über die Höhe des Arbeitszeitbedarfes praktisch keinerlei Kenntnisse vor. Es liegt letztlich im kaufmännischen Geschick des Betreibers, eine dauerhafte und möglichst kontinuierliche Versorgung sicherzustellen. Erfolgt die Abholung durch den Betreiber der Biogasanlage, dann ist der dafür erforderliche Arbeitszeitbedarf natürlich von Einfluss auf die betriebliche Arbeitsorganisation und die damit verbundenen Kosten.

Inner- und zwischenbetriebliche Transporte sind sowohl in einzelnen landwirtschaftlichen Betrieben, aber besonders bei gemeinschaftlich betriebenen Biogasanlagen nicht zu vermeiden. Nicht nur der zusätzliche Arbeitszeitbedarf muss eingeplant werden, sondern die damit verbundenen Kosten können entscheidende Bedeutung erlangen. Besonders häufig dürfte die Verwendung von Gülle oder Festmist aus der Tierhaltung oder von Abfällen aus der Produktaufbereitung (Getreide, Rüben, Gemüse, Obst) in Frage kommen. Entscheidend ist stets das Verhältnis des „Produktwertes“ für die Stromerzeugung im Verhältnis zum „Preis“ einschließlich des Transportes.

Die Transportwürdigkeit ist im Vorfeld zu klären, wenn Kooperationen oder Lieferverträge abgeschlossen werden sollen. Das gilt in besonderem Maße auch bei der Festlegung des Standortes der Anlage.

9.1.3.2 Arbeitszeitbedarf für das Betreuen einer Biogasanlage

Im Rahmen eines vom KTBL in Auftrag gegebenen Projektes wurden von der Forschungsanstalt Agroscope Reckenholz-Tänikon (ART) Daten zum Arbeitszeitbedarf für den Betrieb von Biogasanlagen ermittelt [9-2]. Als Grundlagen dienten Arbeitszeitmessungen und Befragungen auf Praxisbetrieben. Die erhobenen Daten sind in ein Berechnungsmodell eingeflossen, mit dem die Arbeitszeit für die verschiedenen Modellanlagen berechnet wurde.

Die Ergebnisse sind als Netto-Arbeitszeit zu verstehen, d. h. die Zeit die für die verschiedenen Arbeitsverfahren wie Beschickung, Prozesskontrolle und -steuerung, Dokumentation, Wartung und Reparatur etc. nötig ist, ohne dabei Zwischen- bzw. Wartezeiten zu berücksichtigen. Abbildung 9.3 zeigt den Arbeitszeitbedarf für die Betreuung (alle nötigen Arbeitsverfahren außer Beschickung mit festen Substraten) von Biogasanlagen in Abhängigkeit von der installierten elektrischen Leistung.

Die Auswertung dieser und weiterer Aufzeichnungen zeigen, dass der spezifische Arbeitszeitbedarf pro kW_{el} mit steigender Anlagengröße abnimmt, da viele der anfallenden Arbeiten unabhängig von der Anlagengröße durchzuführen sind.

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen der Modellanlagen (siehe Kapitel 8) wurden die Ergebnisse der Auswertung [9-2] zugrunde gelegt.

ARBEITSZEITBEDARF FÜR DIE BETREUUNG VON BIOGASANLAGEN

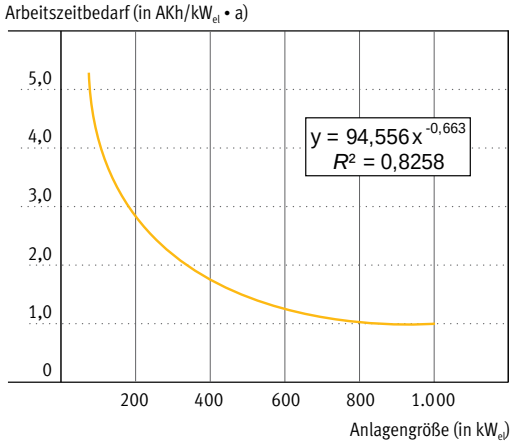


Abb. 9.3: Arbeitszeitbedarf für die Betreuung ohne Beschickung

Arbeitszeitbedarf für das Betreuen der Modellanlage V

Nach der o. g. Datengrundlage [9-2] werden für die tägliche Betreuung der Biogasanlage V (inkl. Störungsbehebung) durchschnittlich ca. 2 h benötigt. Dies bedeutet, dass für diese Anlagengröße (500 kW$_{el}$) für das Betreuen der Biogasanlage mit Routinearbeiten, Datenerfassung, Kontroll- und Wartungsarbeiten sowie Störungsbehebungen pro Jahr ca. 704 AKh eingeplant werden müssen.

9.1.3.3 Arbeitszeitbedarf bei der Substrataufbereitung und Einbringung in den Fermenter

Im Bereich der Substratzuteilung, der Entnahme aus den Lagern und in einigen Bereichen der Aufbereitung ist die Übereinstimmung mit anderen landwirtschaftlichen Tätigkeiten gegeben, so dass Richtwerte daraus abgeleitet werden können, die eine ausreichende Zuverlässigkeit erwarten lassen. In der Gesamtsicht muss darauf verwiesen werden, dass sich die Arbeitskosten für das Betreiben einer Biogasanlage deutlich unterhalb von 10 % der Gesamtkosten bewegen und somit nicht die entscheidende Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit haben. Trotzdem sind bei arbeitswirtschaftlichen Engpässen ggf. Dienstleistungen in Anspruch zu nehmen, die bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung berücksichtigt werden müssen. Es ist zu bemerken, dass in Zukunft für präzisere Planungen auch zuverlässigere Richtwerte für den Arbeitszeitbedarf benötigt werden.

Der Arbeitszeitbedarf bei der Substrataufbereitung und Einbringung in den Fermenter wird in starkem Maße von der Art des Substrates bestimmt.

Flüssige Substrate, wie Gülle, werden in der Regel im oder am Stall zwischengelagert, einem Annahmebehälter zugeführt und von dort durch zeit- bzw. intervall-geschaltete Pumpaggregate in den Fermenter gepumpt (vgl. Kapitel 8.1 Darstellung der Modellanlagen). Der Arbeitszeitbedarf beschränkt sich auf Kontrollen und Einstellungen.

Ähnlich verhält es sich bei flüssigen Trestern und Pülpen aus der Wein-, Branntwein- oder Obstsaftherstellung. Flüssige Fette und Öle werden von den Anlieferungsfahrzeugen in Tanks oder eigene Gruben gepumpt. Auch hier beschränkt sich der erforderliche Arbeitszeitbedarf in der Regel auf Kontrollen und Einstellungen.

Beim Einsatz **fester Substrate** haben Silagen landwirtschaftlicher Herkunft den größten Anteil. In Frage kommen weiterhin Getreidekörner und -abfälle, die bei der Getreidereinigung und -aufbereitung anfallen. Auch Wurzel- und Knollenfrüchte (Rüben, Zwiebel, Kartoffel) sowie Bestandteile aus deren Verarbeitung sind zu handhaben.

Den größten Anteil am Arbeitszeitbedarf nimmt das Beschicken des Vorlagebehälters mit Substrat in Anspruch. Für die Befüllung der verschiedenen Fermenterbeschickungssysteme (über Annahmebehälter oder Befülltrichter eines Schrägförderers/einer hydraulischen Einpress-Vorrichtung) wird in der Regel mobile Lade- und Fördertechnik verwendet. Leistung und Aufnahmevolumen der ausgewählten Mobiltechnik haben wesentlichen Einfluss auf den Arbeitszeitbedarf bei der Beschickung von Biogasanlagen. Um die Kosten der Einbringung gering zu halten, muss die gewählte Technik jedoch an

TAB. 9.2: ARBEITSZEITBEDARF FÜR DIE FESTSTOFFEINBRINGUNG [9-2]

Technik	Maissilage [AKmin/t]	Grassilage [AKmin/t]	Getreide-GPS [AKmin/t]
Traktor mit Frontlader, 0,8 m^3 Greifschaufel	4,78	4,44	4,97
Radlader, 2 m^3 Greifschaufel	1,91	1,77	1,99
Radlader, 3 m^3 Greifschaufel	1,27	1,18	1,32

Annahmen: durchschnittliche Entfernung Anschnittfläche – Feststoffeintrag: 80 m; Stör- und Verlustzeit 20 %, Dichten: Maissilage 0,65 t/m³, Grassilage 0,7 t/m³, GPS 0,625 t/m³

die jährlich einzubringende Substratmenge angepasst werden. Das führt dazu, dass bei kleineren Anlagen mit geringer Substratmenge der spezifische Arbeitszeitbedarf (in AKmin/t) zur Einbringung der Silagen deutlich höher ist, da hier häufig die hofeigene Technik wie z. B. Traktor mit Frontlader eingesetzt werden. Tabelle 9.2 gibt eine Übersicht über die reinen Ladezeiten in Abhängigkeit von der eingesetzten Technik und dem zu fütternden Substrat.

Besonders bei größeren Biogasanlagen kann auch der Fahraufwand von der Anschnittfläche des Silos bis zur Biogasanlage den Arbeitszeitbedarf deutlich erhöhen. Durch eine entsprechende Standortwahl ist der Steigerung des Arbeitszeitbedarfs entgegenzuwirken.

Arbeitszeitbedarf für die Substrataufbereitung und Einbringung des Substrates bei Modellanlage V

Unterstellt ist der Einsatz eines Radladers mit 3 m³ Schaufelvolumen für das Befüllen der Beschickungsaggregate. Tägliche Rüstzeit für das Tanken der Maschine, Silofolie entfernen und wieder abdecken, zurückzulegende Wegstrecken sowie die Kontrolle der Beschickung mit flüssigen Substraten wurden bei der rechnerischen Ermittlung der Arbeitszeit ebenfalls berücksichtigt. Somit beläuft sich die Arbeitszeit für die Substrateinbringung insgesamt auf 453 AKh/Jahr.

9.1.3.4 Arbeitszeitbedarf bei der Ausbringung von Gärrückständen

Bei der Modellanlage V werden von den rund 10.900 t jährlich eingesetzten Substraten (Gülle und NawaRo) rund 82 % der organischen Trockensubstanz zu Biogas umgesetzt. Diese Umsetzung mindert die eingebrachte Gärmasse, so dass nur etwa 8.382 t Gärrückstände ausgebracht werden müssen.

Der Arbeitszeitbedarf für die Ausbringung der anteiligen Güllemengen wird hier nicht betrachtet, da die in die Biogasanlage eingebrachte Güllemasse auch ohne anaerobe Behandlung Kosten für die Ausbringung verursacht hätte. Bei gleichen Ausbringungsbedingungen und technischer Ausrüstung ist der Arbeitszeitbedarf ebenso hoch anzusetzen.

Der Arbeitszeitbedarf mit einem 12 m³ Pump-Tankwagen mit Schleppschlauch auf 5 ha große Parzellen, 2 km Hof-Feld-Entfernung und mit einer durchschnittlichen Ausbringmenge von 20 m³ Gärrückstand pro Hektar beträgt 0,96 AKh/ha bzw. 2,88 AKmin/m³. Die zusätzlich auszubringende Gärrückstandmenge von 6.182 t (8.382 t -2.200 t Gülle) führen somit zu einer Arbeitszeitbelastung von 297 AKh/a. Insgesamt sind für die Ausbringung der Gärrückstände 402 AKh/a einzuplanen.

Arbeitszeitbedarf der Modellanlage V

Mit rund 1.210 AKh ist die ganzjährige Anlagenbetreuung einschließlich der Substratzuführung gekennzeichnet durch relativ gleichmäßig anfallende und sich regelmäßig wiederholende Arbeiten. Mindestens eine halbe ständige Arbeitskraft muss dafür zur Verfügung stehen.

Der Arbeitszeitbedarf für den Anbau von 148 ha Silomais, 31 ha Getreide-GPS und 44 ha Grassilage erfordert 2.606 AKh (inkl. anteiliger Gärrückstandausbringung und Ernte). Erfolgt die Ernte durch einen Lohnbetrieb, reduziert sich der Arbeitszeitbedarf auf 1.237 AKh/Jahr. Von den 1.369 AKh für die Ernte entfallen 1.018 AKh auf den Transport, die Einlagerung und das Festfahren des Erntegutes in einem Fahrsilo. Diese Arbeiten können ggf. vom Betrieb bzw. den Betreibern zumindest anteilig selber geleistet werden.

Die zeitliche Verteilung des gesamten Arbeitszeitbedarfs für Modellanlage V zeigt Abbildung 9.4.

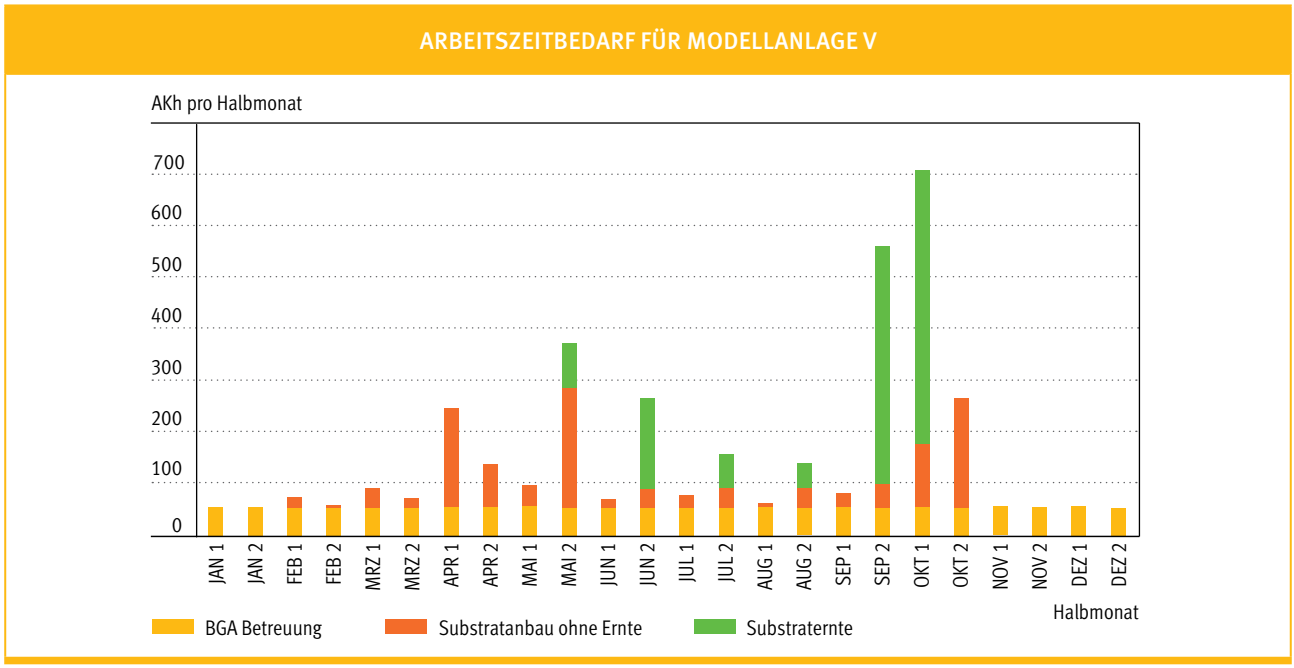


Abb. 9.4: Darstellung des für die Modellanlage V erforderlichen Arbeitszeitbedarfes

9.1.4 Einflüsse von BHKW-Fahrweise und -Auslastung

Die entscheidende Zielsetzung beim Betrieb einer Biogasanlage liegt darin, das produzierte Biogas vollständig und möglichst effizient zu verwerten, ohne dass Biogas ungenutzt z. B. über eine Notfackel abgeführt werden muss.

Dies bedeutet bei **Grundlastfahrweise**, dass der Motor des Blockheizkraftwerkes hoch ausgelastet wird. Eine hohe Auslastung des Motors ist dann gegeben, wenn dieser über möglichst viele Stunden des Jahres unter Volllastbedingungen, d. h. auch im Bereich des höchsten Wirkungsgrades, läuft. Hierfür ist es notwendig, dass die installierte Leistung des Motors optimal auf den realistisch zu erwartenden Biogasertrag abgestimmt wird.

In den Vorplanungen wird sehr oft mit 8.000 Stunden Motorlaufzeit bei einer 100%igen Volllastleistung kalkuliert. Planungen mit einer höheren Absicherung gegen wirtschaftliche Risiken setzen gelegentlich nur 7.000 Stunden jährliche Laufzeit an („Sicherheitszuschlag“).

Eine Auslastung von 7.000 Jahresstunden bedeutet jedoch: Um das aus dem Vergärungsprozess erzeugte Biogas energetisch umsetzen zu können, muss der Motor im Vergleich zu einer Jahresarbeitszeit von 8.000 h um mindestens 13 % größer ausgelegt werden. Diese Zusatzkapazität (auch bei allen weiteren Einrichtungen zur Gasförderung, -lagerung und -reinigung) ist als zusätzliche Investition mit 1.000 €/kW anzusetzen! Weiterhin ist zu bedenken, dass der Motor nicht zu sehr durch täglich wechselnden Start-Stopp-Betrieb zu belasten ist. Aus diesem Grund und um eine gleichbleibende Prozesswärmezufuhr zu gewährleisten (nur ein laufender Motor kann Wärme produzieren), wird die Arbeit des Motors, die in 7.000 Jahresvolllaststunden erreicht werden soll, nur dann erreicht, wenn der Motor nahezu kontinuierlich im Teillastbetrieb (90 % der Nennleistung) gefahren wird. Teillastbetrieb bedeutet aber immer Wirkungsgradeinbußen.

Wirkungsgradeinbußen gehen immer zu Lasten der eingespeisten Strommenge und damit zu Lasten des Betreiberkontos. Einen ausführlichen Überblick über wirtschaftliche Einbußen z. B. bei einer 5%igen Verringerung des Wirkungsgrades gibt Kapitel 8.3 Sensitivitätsanalyse. Aus ökonomischer Sicht ist daher eine Auslastung des BHKW mit 8.000 Volllaststunden pro Jahr anzustreben. Bei dieser Auslastung des Motors ist jedoch darauf zu achten, dass ein ausreichendes Gasspeichervolumen (› 7 h) vorzuhalten ist und ein effizientes Gasspeichermanagement umzusetzen ist. Im Normalbetrieb sollte der Gasspeicher nicht mehr als 50 % Füllung aufweisen, um:

- den zusätzlichen Gasaustrag bei der Homogenisierung aufnehmen zu können,
- die Volumenerhöhung durch Sonneneinstrahlung auszugleichen und um
- bei Störungen am BHKW bzw. netzbedingter Abschaltung Gas speichern zu können.

Das novellierte EEG schafft jedoch auch Anreize, die **Stromproduktion in Zeiten höheren Bedarfs zu verlagern (Direktvermarktung)**. Um das Gas vollständig zu nutzen, müssen hier bei einer Reduktion der Volllaststunden eine höhere installierte Leistung und ein entsprechender Gasspeicher zur Verfügung stehen. Die negativen Auswirkungen dieser Fahrweise (geringere Lebensdauer des BHKW durch Start-Stopp-Betrieb, Wirkungsgradeinbußen durch Teillastbetrieb, Zusatzinvestitionen BHKW, Gasspeicher, Wärmespeicher) können durch die Flexibilitätsprämie, höhere Vergütungen und positive Auswirkungen, wie längere Abschreibungszeiten des BHKW und höhere Wirkungsgrade größerer Aggregate, kompensiert werden.

9.2 Steuerliche und rechtliche Anmerkungen zu Bau und Betrieb von Biogasanlagen

9.2.1 Steuerliche Behandlung des Betriebs von Biogasanlagen

Neben den technischen Fragen der Biogasgewinnung und -nutzung sind auch die steuerlichen Auswirkungen im Blick zu behalten. Nachfolgend sollen in einem kurzen Überblick die wichtigsten steuerlichen Regelungen und Auswirkungen im Bereich der Einkommensteuer, der Gewerbesteuer und der Umsatzsteuer dargestellt werden. Steuerrechtlich relevante Fragestellungen sollten in jedem Fall mit dem Steuerberater oder der Finanzbehörde erörtert werden.

9.2.1.1 Ertragsteuerliche Auswirkungen

Die ertragsteuerliche Grundfrage ist zunächst, ob das Betreiben einer Biogasanlage noch in den Bereich der steuerlichen Einkünfte aus Land- und Forstwirtschaft fällt oder es sich bereits um Einkünfte aus Gewerbebetrieb handelt. Daneben spielen aber auch die Fragen der Behandlung von Zuschüssen für die Errichtung von Anlagen, Abschreibungsregelungen sowie mögliche Verlustverrechnungen eine bedeutende Rolle.

Abgrenzung Landwirtschaft und Gewerbe

Bei der Frage, ob die Biogasanlage steuerlich der Landwirtschaft oder dem Gewerbe zuzuordnen ist, muss man zunächst differenzieren, was die Biogasanlage produziert. Soweit Biogas erzeugt wird, kann dies nach Auffassung der Finanzverwaltung noch Teil der land- und forstwirtschaftlichen Urproduktion sein, wenn die dafür benötigte Biomasse als solche überwiegend im eigenen Betrieb erzeugt wird. Die Erzeugung von Strom aus Biogas ist dagegen keine Tätigkeit mehr, die der land- und forstwirtschaftlichen Urproduktion zuzuordnen ist. Die Stromproduktion ist damit immer den gewerblichen Einkünften zuzuordnen. Liegt ein einheitlicher Produktionsprozess vor, wird also aus Biomasse unmittelbar Strom erzeugt, stellt die gesamte Biogasanlage und damit die gesamten erzielten Einkünfte solche aus Gewerbebetrieb dar.

TAB. 9.3: STEUERLICHE EINORDNUNG DES BETRIEBS BEI DER PRODUKTION VON STROM AUS BIOGAS

Produktionsverfahren	Verwendung Biogas ...im eigenen Betrieb oder Verkauf	Verwendung Strom ...Verkauf
Überwiegend aus Eigenproduktion (Pflanzen, Pflanzenreste, Gülle)	Land- und Forstwirtschaft	Gewerbe
Überwiegend aus Fremdproduktion (Speisereste, Fette)	Land- und Forstwirtschaft bei Verkauf: Gewerbe	Gewerbe

Bei der Beurteilung der Frage, wann von einer überwiegenden Erzeugung im eigenen Betrieb auszugehen ist, kommt es nicht auf das Kubikmeterverhältnis von eigener Biomasse zu den Kofermentaten an, sondern auf das „Nährstoffverhältnis“ und den daraus resultierenden Biogaserträgen.

Tabelle 9.3 soll die steuerliche Einordnung des Betriebs bei der Produktion von Strom aus Biogas darstellen.

Behandlung von Zuschüssen

Vielfach werden Biogasanlagen auch mit Zuschüssen aus öffentlichen Mitteln angeschafft oder hergestellt. In diesem Fall hat die Finanzverwaltung den Steuerpflichtigen ein Wahlrecht eingeräumt. Einerseits können sie die Zuschüsse als Betriebseinnahmen ansetzen und die Zuschüsse damit sofort gewinnwirksam versteuern. Andererseits kann der Steuerpflichtige jedoch auch die Zuschüsse erfolgsneutral, also nicht gewinnwirksam behandeln. In diesem Fall ist die Bemessungsgrundlage der Anschaffungs- oder Herstellungskosten einer Biogasanlage um die Zuschüsse zu kürzen.

Die Bemessungsgrundlage der Anschaffungs- oder Herstellungskosten ist ausschlaggebend für die spätere Abschreibung der Biogasanlage. Entscheidet man sich daher für die Möglichkeit, die Zuschüsse gewinnwirksam als Betriebseinnahmen zu erfassen, hat der Steuerpflichtige aufgrund höherer Anschaffungs- oder Herstellungskosten eine höhere jährliche Abschreibung. Bei einer erfolgsneutralen Behandlung der Zuschüsse mindert sich dagegen die Bemessungsgrundlage für die Abschreibung, so dass die jährliche Abschreibung entsprechend geringer ausfällt.

Abschreibungsregeln

Biogasanlagen sind regelmäßig Betriebsvorrichtungen, so dass sich die Abschreibungsbedingungen nach denen für bewegliche Wirtschaftsgüter richten.

Nach den allgemeinen AfA-Tabellen für die Land- und Forstwirtschaft gilt für Biogasanlagen steuerlich eine Nutzungsdauer von 16 Jahren, so dass sich ein normaler linearer AfA-Satz in Höhe von jährlich 6 % der Anschaffungs- oder Herstellungskosten ergibt. Dieser statische Abschreibungssatz für die gesamte Biogasanlage hat sich in der Praxis aber nicht bewährt, denn die einzelnen Wirtschaftsgüter einer Biogasanlage unterliegen einer unterschiedlich langen Nutzungsdauer. Deshalb ist es sinnvoll, die Anlage in Wirtschaftsgüter aufzuteilen, die einer eigenständigen Nutzung und Funktion zugängig sind. Als verschiedene Wirtschaftsgüter kommen danach Betriebsgebäude, Hof- und Wegebefestigungen, Siloplatten oder Fahrsilos, Gärbehälter und Reststoffbehälter, Vorrichtungen zum Befüllen und Entleeren der Behälter, das Blockkraftheizwerk, Güllemixer und das Güllefass in Betracht. Insbesondere für den Motor bietet sich dabei eine Nutzungsdauer von max. 4 bis 6 Jahren an, je nachdem, ob es sich um einen Zündstrahlmotor oder um einen Gasmotor handelt.

Neben der linearen AfA können die Steuerpflichtigen auch wahlweise für Anschaffungen in den Jahren 2009 und 2010 die degressive Abschreibung in Anspruch nehmen. Bei der degressiven Abschreibung handelt es sich um eine Abschreibung in fallenden Jahresbeträgen vom jeweils verbleibenden Restbetrag. Der degressive AfA-Satz darf höchstens das 2,5-fache der linearen AfA und 25 % insgesamt nicht übersteigen. Weiterhin kann bei der degressiven AfA jederzeit zur linearen AfA übergegangen werden. Bei einer Nutzungsdauer von 16 Jahren bietet sich der Wechsel zur linearen AfA ab dem 9. Jahr an. Ab diesem Jahr sind die linearen AfA-Beträge höher als die degressiven Abschreibungsbeträge.

Eine weitere Abschreibungsmöglichkeit ist die Sonderabschreibung, die ebenfalls für die Anschaffung oder die Herstellung von Wirtschaftsgütern einer Biogasanlage in Anspruch genommen werden kann. Mit der Sonderabschreibung können 20 % der Anschaffungs- oder Herstellungskosten in einer Summe oder wahlweise verteilt in den ersten fünf Jahren der Anschaffung ergebnismindernd als Betriebsausgaben geltend gemacht werden. Aus Liquiditätsgründen ist es daher von großem Vorteil, die Sonderabschreibung geltend zu machen.

Eine Kombination aus Sonderabschreibung und degressiver Abschreibung bewirkt, dass man bereits nach fast drei Jahren mehr als die Hälfte der ursprünglichen Anschaffungs- oder Herstellungskosten abgeschrieben hat. Dazu folgendes Beispiel:

Beispiel: Der Landwirt hat eine Biogasanlage mit Anschaffungskosten von 100.000 € Anfang 2009 erworben. Er nimmt die 20 %ige Sonderabschreibung im ersten Jahr voll in Anspruch. Daneben entscheidet er sich zunächst für die degressive Abschreibung. Daraus errechnet sich folgende AfA-Reihe:

AK/HK	100.000 €	–
Sonder-AfA 20 %	–	20.000 €
Degressive AfA 15 % (2,5-fache von 6 %)	–	15.000 €
Restbuchwert (RBW)	65.000 €	–
2. Jahr AfA 15 % vom RWB	–	9.750 €
Restbuchwert	55.250 €	–
3. Jahr AfA 15 % vom RWB	–	8.288 €
Restbuchwert	46.962 €	–
AfA-Summe nach 3 Jahre	–	53.038 €

Der Landwirt hat daher bereits nach fast 3 Jahren die Anlagen auf mehr als die Hälfte abgeschrieben und insoweit kalkulatorische Verluste in Höhe von 53.038 € erzeugt. Diese kann er mit anderen positiven Einkünften ggf. verrechnen.

Allerdings kann ein landwirtschaftlicher Betrieb die Sonderabschreibung nur dann in Anspruch nehmen, wenn der Wirtschaftswert des Betriebes der Land- und Forstwirtschaft im Zeitpunkt der Anschaffung oder Herstellung nicht mehr als 125.000 € (in 2009 und 2010: 175.000 €) beträgt. Soweit es sich um einen Gewerbebetrieb handelt, in dem die Biogasanlage angeschafft oder hergestellt wird, darf das Betriebsvermögen des Gewerbebetriebs nicht größer sein als 230.000 € (in 2009 und 2010: 330.000 €).

Durch den Investitionsabzugsbetrag (IAB) kann man schon bis zu 3 Jahre vor der tatsächlichen Anschaffung von Wirtschaftsgütern an einer Biogasanlage Abschreibungsaufwand vorwegnehmen. Für den IAB gelten ebenfalls die Größenklassen wie für die Sonderabschreibung (s. o.). Bis zu 40 % der voraussichtlichen Anschaffungs- oder Herstellungskosten können so bereits im Vorfeld steuerlich geltend gemacht werden. Im Jahr

der tatsächlichen Anschaffung ist dann der IAB wieder rückgängig zu machen, also dem Gewinn hinzuzurechnen. Diese Gewinnhinzurechnung im Jahr der Anschaffung kann – wahlweise – durch eine Zusatz-AfA steuerlich neutralisiert werden. Erfolgt keine Anschaffung, so ist der IAB rückwirkend im Jahr der erstmaligen Bildung wieder dem Gewinn hinzuzurechnen. Die sich daraus ergebende höhere Steuerzahllast ist mit 6 % pro Jahr zu verzinsen.

Verlustverrechnung

Durch die hohe Abschreibung gerade in den ersten Jahren entstehen im Betrieb hohe kalkulatorische Verluste.

Verluste einer Einkunftsart können mittlerweile wieder unproblematisch mit Gewinnen einer anderen Einkunftsart verrechnet werden (vertikaler Verlustausgleich). Verluste in einem Gewerbebetrieb Biogasanlage können daher mit Gewinnen in einem landwirtschaftlichen Betrieb saldiert und verrechnet werden.

Soweit dann noch ein Verlust verbleibt, können bis zu 511.500 € (bei Ehegatten 1.023.000 €) in das Jahr davor zurückgetragen (Verlustrücktrag) werden. Ein Verlustvortrag in Folgejahren kann zeitlich unbegrenzt vorgenommen werden.

9.2.1.2 Umsatzsteuerliche Auswirkungen

Für Land- und Forstwirte sieht das Umsatzsteuergesetz besondere Durchschnittssätze vor. Für die im Rahmen eines land- und forstwirtschaftlichen Betriebes ausgeführten Umsätze gilt eine Umsatzsteuer von 10,7 % der jeweiligen Bemessungsgrundlage. Verkauft daher der Land- und Forstwirt das aus der Biomasse erzeugte Gas, so kann er darauf 10,7 % Umsatzsteuer (USt.) aufschlagen. Andererseits sieht das Umsatzsteuergesetz vor, dass den Land- und Forstwirten ein Abzug der auf die Anschaffungs- oder Herstellungskosten entfallenden Umsatzsteuer verwehrt ist.

Deshalb haben Land- und Forstwirte zu prüfen, ob sie bei der Errichtung einer Biogasanlage eine Option zur sog. Regelbesteuerung aussprechen. Dies bedeutet, dass man fünf Jahre lang an die allgemeinen Regeln des Umsatzsteuerrechts gebunden ist. Der Landwirt muss daher auf alle veräußerten Produkte – also nicht nur das veräußerte Biogas – den jeweils geltenden Mehrwertsteuersatz (MwSt.) von derzeit 7 % oder 19 % aufschlagen und an das Finanzamt abführen. Im Gegenzug kann er die ihm in Rechnung gestellte Vorsteuer sich vom Finanzamt zurückerstatten lassen. Da erfahrungsgemäß bei einer Baumaßnahme wie der Errichtung einer Biogasanlage ein hoher Vorsteuerbetrag anfällt, ist immer zu prüfen, ob sich die Option für die Regelbesteuerung für den einzelnen Betrieb rechnet. Die Optionserklärung kann auch rückwirkend bis zum 10. Januar eines Jahres für das vorangegangene Kalenderjahr erklärt werden.

Zu beachten ist jedoch, dass die Vorteile bei der Biogasanlage möglicherweise Nachteile im übrigen landwirtschaftlichen Betrieb bedeuten. Da gerade umsatzstarke Vieh haltende Betriebe oftmals Vorteile aus der Durchschnittsbesteuerung aus der Umsatzsteuer haben, ist eine Option sorgfältig zu prüfen.

9.2.1.3 Gewerbesteuerliche Auswirkungen

Kommt man eingangs zu dem Ergebnis, dass es sich bei der Biogasanlage nicht mehr um einen Nebenbetrieb oder einen land- und forstwirtschaftlichen Betrieb handelt, erzielt der Steuerpflichtige insoweit Einkünfte aus Gewerbebetrieb. In diesem Fall fällt nach dem Gewerbesteuergesetz auch Gewerbesteuer an, für die jedoch derzeit ein Freibetrag für Einzelunternehmer und Personengesellschaften in Höhe von 24.500 € gilt. Sollte der Gewerbeertrag darüber liegen, ergibt sich eine Gewerbesteuerpflicht.

Doch selbst dann, wenn man tatsächlich in eine Gewerbesteuerpflicht hineinlaufen sollte, hat der Gesetzgeber vorgesehen, dass die Gewerbesteuerzahlungen pauschal auf die Einkommensteuerzahllast angerechnet werden kann. Eine Nettobelastung durch die Gewerbesteuer ergibt sich daher erst ab einem Gewerbesteuerhebesatz von mehr als 360 v.H.

9.2.2 Rechtsformwahl und die steuerlichen Auswirkungen

Die Frage der Rechtsform bei der Errichtung einer Biogasanlage ist bereits im Vorfeld frühzeitig zu klären. Dabei ist die Wahl einer Rechtsform nicht alleine eine Frage der steuerlichen Belastung, doch ergibt sich eine erhebliche Wechselwirkung zwischen dem Gesellschaftsrecht und dem Steuerrecht, da das deutsche Steuerrecht abhängig von der jeweiligen Rechtsform unterschiedliche Konsequenzen hat. So unterliegen Einzelunternehmen und Personengesellschaften der Einkommensteuer, während Kapitalgesellschaften nach dem Körperschaftsteuergesetz erfasst werden.

Die Vorteilhaftigkeit einer Rechtsform bei der Errichtung oder dem Erwerb einer Biogasanlage hängt im Wesentlichen von der Größe der Biogasanlage und der Art und Weise der Kapitalbeschaffung ab. Bei kleineren Biogasanlagen wird es regelmäßig günstiger sein, diese als Nebenbetrieb zum land- und forstwirtschaftlichen Betrieb zu führen. Damit ist die Rechtsform des landwirtschaftlichen Betriebes auch für den Nebenbetrieb ausschlaggebend. Dabei kann es sich um ein Einzelunternehmen oder auch um eine Personengesellschaft wie z. B. eine Gesellschaft bürgerlichen Rechts (GbR) handeln.

Gerade bei größeren Biogasanlagen ist jedoch auch die Beteiligung weiterer Unternehmer und damit die Kapitalbeschaffung von ausschlaggebender Bedeutung. Oftmals werden diese Anlagen neben dem ursprünglich landwirtschaftlichen Betrieb geführt, so dass sie auch rechtlich verselbständigt werden können. Dafür bieten sich die Rechtsformen der Kommanditgesellschaft (KG) oder ggf. einer Gesellschaft mit beschränkter Haftung (GmbH) an. Unterschiede zwischen den einzelnen Rechtsformen liegen z. B. in Fragen der Haftung, Gewinnverteilung, Veröffentlichungspflichten, Kapitalaufbringung und Geschäftsführung.

Neben den zivilrechtlichen Unterschieden der verschiedenen Rechtsformen sind auch steuerliche Abweichungen zu beachten, die nachfolgend ebenfalls dargestellt werden.

9.2.2.1 Einzelunternehmer

In der Land- und Forstwirtschaft am meisten verbreitet ist das klassische Einzelunternehmen. Mit der Aufnahme einer landwirtschaftlichen Tätigkeit, sei es durch die Gründung eines Betriebes oder durch die Übertragung eines Betriebes im Wege der vorweggenommenen Erbfolge oder im Rahmen des Erbfalls, ist man Einzelunternehmer und erzielt steuerrechtlich Einkünf-

te aus Land- und Forstwirtschaft. Wichtiges Element des Einzelunternehmers ist seine unbeschränkte Haftung mit seinem gesamten privaten und betrieblichen Vermögen. Die Führung des Einzelunternehmens obliegt allein dem Inhaber und auch ihm werden steuerrechtlich die Erträge des Unternehmens zugerechnet. Aufgrund des in der Land- und Forstwirtschaft üblichen Wirtschaftsjahres vom 01.07. bis zum 30.06. werden die Gewinne eines Wirtschaftsjahres auf das jeweilige Kalenderjahr aufgeteilt.

Eine Buchführungspflicht für den landwirtschaftlichen Einzelunternehmer ergibt sich nur dann, wenn die selbstbewirtschaftete land- und forstwirtschaftliche Fläche einen Wirtschaftswert von mehr als 25.000 €, der Gewinn aus Land- und Forstwirtschaft mehr als 50.000 € im Kalenderjahr oder die Umsätze mehr als 500.000 € im Kalenderjahr betragen. Die Buchführungspflicht setzt dann mit dem Wirtschaftsjahr ein, das nach der Aufforderung durch die Finanzverwaltung zur Buchführung beginnt. Werden die vorgenannten Grenzen nicht überschritten und liegt auch keine Aufforderung der Finanzverwaltung vor, müssen land- und forstwirtschaftliche Einzelunternehmer nur eine vereinfachte Einnahmen-Überschuss-Rechnung anfertigen.

Daneben gibt es für kleinere Unternehmen die Möglichkeit, ihren Gewinn nach Durchschnittssätzen zu ermitteln. Dies ist möglich, so lange die selbstbewirtschaftete Fläche der landwirtschaftlichen Nutzung 20 ha nicht überschreitet, die Tierbestände nicht höher als 50 Vieheinheiten sind und der Wert der selbstbewirtschafteten Sondernutzung nicht mehr als 2.000 DM* je Sondernutzung beträgt. Biogasanlagen, die als Nebenbetriebe eines landwirtschaftlichen Hauptbetriebes geführt werden, gelten dabei als Sondernutzungen. Da Nebenbetriebe gesondert mit dem Einzelertragswert zu bewerten sind, wird sich – auch für kleinere Biogasanlagen – regelmäßig ein höherer Wert der Sondernutzung als 2.000 DM ergeben, so dass die Gewinnermittlung nach Durchschnittssätzen regelmäßig ausgeschlossen sein dürfte.

Solange nur Einkünfte aus Land- und Forstwirtschaft erzielt werden, entsteht nach derzeitiger Rechtslage keine Gewerbesteuerpflicht des Unternehmers. Wenn jedoch die Biogasanlage neben dem land- und forstwirtschaftlichen Betrieb im Rahmen eines gewerblichen Einzelunternehmens geführt wird und daraus Einkünfte aus Gewerbebetrieb entstehen, entsteht automatisch auch eine Gewerbesteuerpflicht.

Nach dem Umsatzsteuergesetz kann der landwirtschaftliche Unternehmer die Umsatzsteuer-Pauschalierung in Anspruch nehmen. Dies ist einem gewerblichen Einzelunternehmer verwehrt.

9.2.2.2 Personengesellschaften

Die in der Land- und Forstwirtschaft am häufigsten vorkommenden Personengesellschaften sind die Gesellschaft bürgerlichen Rechts (GbR) sowie die Kommanditgesellschaft (KG).

Gesellschaft bürgerlichen Rechts (GbR)

Wesentlicher Vorteil der GbR ist ihre hohe Flexibilität in vielfältigen Bereichen. Zudem erfolgt die Gründung einer GbR formfrei durch Abschluss eines Gesellschaftsvertrages, der auch mündlich geschlossen werden kann. Aus Beweisgründen bietet sich jedoch immer ein schriftlicher Gesellschaftsvertrag an, um unnötige Streitigkeiten zwischen den Gesellschaftern zu vermeiden. Ein Mindestkapital ist für die Gründung einer GbR nicht erforderlich. Die Geschäftsführung schließlich erfolgt durch die Gesellschafter einstimmig, wobei hiervon abweichende Regelungen im Gesellschaftsvertrag geschlossen werden können. Ebenso wie beim Einzelunternehmer haften die Gesellschafter einer GbR mit ihrem gesamten privaten und betrieblichen Vermögen.

Hinsichtlich der Buchführungs- und Rechnungslegungspflichten einer GbR gelten die gleichen Voraussetzungen wie bei einem Einzelunternehmer. Nur in den Fällen, in denen die bereits vorab beschriebenen Betragsgrenzen überschritten werden und eine Aufforderung durch das Finanzamt vorliegt, muss die GbR eine Buchführung durchführen.

Zunächst wird auf der Ebene der Gesellschaft der Gewinn oder Verlust ermittelt. Da die Gesellschaft selber jedoch nicht steuerpflichtig ist, wird der so ermittelte Gewinn oder Verlust den einzelnen Gesellschaftern anteilig entsprechend der vertraglichen Regelungen zugerechnet. Es findet eine einheitliche und gesonderte Feststellung für jeden Gesellschafter statt. Diese Einkünfte hat dann der jeweilige Gesellschafter in seiner eigenen Einkommensteuererklärung zu erfassen und zu versteuern.

Umsatzsteuerlich und gewerbesteuerlich gelten für die GbR die gleichen Voraussetzungen wie für einen Einzelunternehmer.

Kommanditgesellschaft (KG)

Immer mehr Beliebtheit erfreut sich in der Land- und Forstwirtschaft die Rechtsform einer KG. Wesentlicher Vorteil einer KG gegenüber einer GbR ist, dass die Kommanditisten nur beschränkt mit ihrer Kommanditeinlage haften. Damit wird die unbeschränkte persönliche Haftung mit dem gesamten privaten und betrieblichen Vermögen auf einen bestimmten Geldbetrag reduziert. Neben einem oder mehreren Kommanditisten gibt es jedoch immer noch mindestens einen Komplementär, der als Vollhafter bezeichnet wird. Er muss mit seinem gesamten privaten und betrieblichen Vermögen haften.

Zur Einschränkung der unbeschränkten Haftung des Komplementärs gibt es weiterhin die Rechtsform der GmbH & Co. KG, bei der es sich auch um eine Personengesellschaft handelt. Bei dieser Rechtsform übernimmt eine Gesellschaft mit beschränkter Haftung (GmbH) die Komplementärstellung. Mit dieser Rechtsformwahl kann die Haftung des Komplementärs auf die Hafteinlage der GmbH beschränkt werden.

Weiterer Vorteil einer KG ist, dass Kommanditisten gewonnen werden können, die nicht am Unternehmen selber interessiert sind, die jedoch Kapital zur Finanzierung einer Biogasanlage aufbringen können. Somit können z. B. weitere Familienangehörige oder auch familienfremde Personen gewonnen werden, um die Finanzierung einer Biogasanlage zu erleichtern und zu gewährleisten.

Wie bei einem Einzelunternehmen und der GbR ist auch bei der KG kein Mindestkapital erforderlich. Grundsätzlich gilt auch hier die Formfreiheit bei der Gründung, doch muss bei einer GmbH & Co. KG zuvor die Komplementär-GmbH gegründet und durch eine notariell beglaubigte Anmeldung beim Handelsre-

* Hier ist das Steuerrecht noch nicht auf € umgestellt worden. Quelle: http://bundesrecht.juris.de/estg/__13a.html

gister dort eingetragen sein. Zur Geschäftsführung bei einer KG ist regelmäßig nur der Komplementär berechtigt. Bei einer GmbH & Co. KG ist dies die GmbH, deren Geschäfte wiederum durch ihren Geschäftsführer erledigt werden.

Hinsichtlich der Buchführung gelten für die KG die Regelungen des Handelsgesetzbuchs. Danach ist immer – unabhängig von bestimmten Betragsgrenzen – eine komplette Buchführung erforderlich.

Die Einkommensteuerpflicht bei einer KG liegt nicht bei der Gesellschaft, sondern bei ihren Gesellschaftern, denn die KG ist nicht selten Steuersubjekt bei der Einkommensteuer. Deshalb wird auch hier zunächst auf der Ebene der KG Gewinn und Verlust ermittelt und dann den Gesellschaftern anteilig in einer einheitlichen und gesonderten Feststellung zugeordnet. Die Gesellschafter sind dann verpflichtet, den auf sie entfallenen Anteil selbständig zu versteuern.

Etwas anderes gilt insoweit für die Gewerbesteuer. Hier ist die KG selbständiges Steuersubjekt und hat diese kraft Rechtsform selber zu tragen.

Soweit die KG einen landwirtschaftlichen Betrieb betreibt, kann sie auch die Umsatzsteuerpauschalierung für landwirtschaftliche Betriebe in Anspruch nehmen.

Kapitalgesellschaft

Kapitalgesellschaften spielen in der Land- und Forstwirtschaft noch keine große Rolle. Im Wesentlichen kommen als Kapitalgesellschaften die Gesellschaft mit beschränkter Haftung (GmbH) sowie die Aktiengesellschaft (AG) in Frage. Nachfolgend sollen jedoch nur die GmbH dargestellt werden, da die AG aufgrund der erhöhten Formvorschriften für landwirtschaftliche Betriebe regelmäßig ausscheidet.

Grundprinzip der Kapitalgesellschaften ist die strenge Trennung zwischen der Ebene der Gesellschaft und der Ebene der Gesellschafter. Die Kapitalgesellschaft als juristische Person unterliegt der Körperschaftsteuer und die von ihr erwirtschafteten Einkünfte werden stets als Einkünfte aus Gewerbebetrieb behandelt.

Soweit die Kapitalgesellschaft an ihre Gesellschafter Erträge ausschüttet, haben diese im Zeitpunkt der Ausschüttung steuerpflichtige Einkünfte. Soweit die Gesellschaft ihre Erträge an ihre Gesellschafter ausschüttet, müssen diese einen Anteil von 60 % der Ausschüttung ihrer persönlichen Einkommensteuer unterwerfen. Hierfür gilt das sog. Teileinkünfteverfahren beim Gesellschafter.

Gründungsvoraussetzung einer GmbH ist der notarielle Abschluss des Gesellschaftsvertrages und die Anmeldung der Gesellschaft zum Handelsregister. Die Gesellschafterversammlung muss dann einen oder mehrere Geschäftsführer bestellen, da die GmbH nur durch ihren Geschäftsführer handlungsfähig ist. Allerdings gibt es auch die Ein-Mann-GmbH.

Das Mindestkapital einer GmbH beträgt 25.000 €, wovon bei der Gründung mindestens die Hälfte eingezahlt sein muss. Wesentlicher Vorteil der GmbH ist, dass die Gesellschaft nur mit ihrem Gesellschaftsvermögen, also mindestens mit dem Mindestkapital, haftet. Es besteht daneben keine weitere persönliche Haftung der Geschäftsführer oder der Gesellschafter. Die GmbH unterliegt den Buchführungs- und Bilanzierungspflichten des Handelsgesetzbuchs.

Mittlerweile gibt es auch die Möglichkeit, eine Mini-GmbH als haftungsbeschränkte Unternehmergesellschaft (UG) zu gründen. Das Gründungskapital beträgt dabei mindestens 1 €. Ansonsten unterliegt die Unternehmergesellschaft den gleichen Vorschriften wie die GmbH.

Steuerlich sind die Erträge der Gesellschaft nach den derzeit geltenden Regeln des Körperschaftsteuerrechts definitiv mit 15 % zu besteuern. Daneben unterliegt die GmbH noch der Gewerbesteuer, die ca. 14 % des Gewerbeertrags ausmacht. Insgesamt beträgt daher die Steuerbelastung einer Kapitalgesellschaft ca. 29 %.

9.3 Literaturverzeichnis

[9-1] KTBL (2012): Datensammlung Energiepflanzen. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (Hrsg.), Darmstadt

[9-2] Arbeitserledigungskosten verschiedener Verfahren zur Erzeugung von Biogas, KTBL-Arbeitsprogramm Kalkulationsunterlagen 2011, unveröffentlicht

[9-3] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 1. Januar 2012

[9-4] Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung) vom 24.2.2012

TAB. 9.4: DIE WICHTIGSTEN RECHTSFORMEN IM ÜBERBLICK

	Einzelunternehmer	Personengesellschaften		Kapitalgesellschaften
		GbR	KG	GmbH
		Gesellschaft bürgerlichen Rechts	Kommanditgesellschaft	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
Kapitalaufbringung	Aus eigenem Vermögen; Kein Mindestkapital	Alle Mitunternehmer/Gesellschafter gemeinsam; Kein Mindestkapital		Gesellschafter anteilsmäßig; Stammkapital von 25.000 €, bei Gründung muss mindestens die Hälfte eingezahlt sein; Neu: Gründung einer haftungsbeschränkten Unternehmergesellschaft (UG) mit Stammkapital von 1 € möglich
Haftung	Unbeschränkt mit privatem und betrieblichen Vermögen	Unbeschränkt mit privatem und betrieblichen Vermögen	Komplementär als Vollhafter wie Einzelunternehmer; Kommanditist haftet mit Einlage; GmbH als Komplementär (GmbH + Co KG) haftet nur mit Gesellschaftsvermögen	Beschränkt auf das Gesellschaftsvermögen
Geschäftsführung	Einzelunternehmer allein	Gemeinschaftliche Geschäftsführung	Komplementär; Kommanditist von Geschäftsführung ausgeschlossen	Geschäftsführer muss von Gesellschafterversammlung berufen werden; Fremd- oder Gesellschafter-GF möglich
Gewinn-, Ergebnisverteilung	Einzelunternehmer allein	Jeder Gesellschafter nach Gewinnverteilung lt. Vertrag	Vorab 4 % Verzinsung, Rest nach Köpfen bzw. nach Vertrag	Nach Beschluss der Gesellschafterversammlung; bei UG muss ¼ des Gewinns einer Rücklage zugeführt werden
Buchführungspflicht	Ab 25.000 € Wirtschaftswert LN der selbstbewirtschafteten Flächen, ab 50.000 € Gewinn oder ab 500.000 € Umsatz und Aufforderung der Finanzverwaltung	Wie Einzelunternehmer	Ja, nach dem Handelsgesetzbuch	Ja, nach den Buchführungs- und Bilanzierungspflichten des Handelsgesetzbuches
Umsatzsteuerpauschalierung	Ja; Option zur Regelbesteuerung möglich	Wie Einzelunternehmer		
Gewerbesteuerpflicht	Entfällt, solange nur Einkünfte aus Land- und Forstwirtschaft	Wie Einzelunternehmer		Ja
Steuersubjekt und Steuerart	Einzelunternehmer unterliegt der Einkommensteuer	Nicht die Gesellschaft, sondern Mitunternehmer entsprechend Gewinnanteil unterliegen der Einkommensteuer		Gesellschaft unterliegt der Körperschaftsteuer; Ausschüttung beim Anteilseigner der Einkommensteuer

LN: Landwirtschaftliche Nutzfläche

10 QUALITÄT UND VERWERTUNG DES GÄRRÜCKSTANDES

10.1 Eigenschaften des Gärrückstandes

10.1.1 Eigenschaften, Nährstoffe und wertgebende Inhaltsstoffe

Die Eigenschaften von Gärrückständen bzw. deren Inhaltsstoffe werden wesentlich durch die zur anaeroben Vergärung eingesetzten Stoffe und den Gärprozess selbst bestimmt. In landwirtschaftlichen Biogasanlagen werden überwiegend Rinder- und Schweinegülle, Rinder- und Schweinemist und Geflügelmist aus der Geflügelmast genutzt. Weniger zum Einsatz kommen Wirtschaftsdünger aus der Legehennenhaltung wegen der hohen Gehalte an Ammonium und an Rückständen aus der Zufütterung von Kalk. Die Vergärung von Wirtschaftsdüngern hat seit langem bekannte und geschätzte Effekte auf die Eigenschaften des Gärrückstandes, wie:

- Minderung von Geruchsemissionen durch Abbau flüchtiger organischer Verbindungen,
- weitgehender Abbau kurzkettiger organischer Säuren und demzufolge Minimierung des Risikos für Blattverätzungen,
- Verbesserung der rheologischen (Fließ-)Eigenschaften und demzufolge Verminderung von Blattverschmutzungen an Futterpflanzen und geringerer Aufwand bei der Homogenisierung,
- Verbesserung der kurzfristigen Stickstoffwirkung durch die Erhöhung des Gehaltes an schnellwirksamen Stickstoff und
- Abtötung oder Inaktivierung von Unkrautsamen und Krankheitskeimen (human-, zoo- und phytopathogene).

Da durch die Vergärung im Wesentlichen die Kohlenstofffraktion der Substrate verändert wird, bleiben die darin enthaltenen Nährstoffe vollständig erhalten. Sie sind allenfalls durch den anaeroben Abbauprozess besser löslich und daher besser pflanzenverfügbar [10-1].

Werden überwiegend Energiepflanzen zur Erzeugung von Biogas eingesetzt, laufen mit ähnlichen Substraten bzw. Futtermitteln vergleichbare biologische Prozesse wie im Verdauungstrakt der Nutztiere ab. Daher müssen zwangsläufig Gärrückstände entstehen, die in ihren Eigenschaften mit denen der flüssigen Wirtschaftsdünger vergleichbar sind. Diese These wird belegt durch Untersuchungen des LTZ Augustenberg, in deren Rahmen Gärrückstände aus Praxisbetrieben in Baden-Württemberg hinsichtlich ihrer Nährstoffmenge und -qualität, wertgebenden Bestandteile und Düngewirkung untersucht wurden. In der Tabelle 10.1 sind die Kennwerte der Gärrückstände dargestellt [10-2]. Untersucht wurden Gärrückstände, die aus der Vergärung von Rindergülle und Energiepflanzen, Schweinegülle und Energiepflanzen, überwiegend Energiepflanzen sowie Abfällen (z. T. in Mischung mit Energiepflanzen) stammen. Zur besseren Einordnung der Ergebnisse wurde eine Stichprobe unbehandelter Gülleproben analysiert. Die wichtigsten Erkenntnisse aus den Untersuchungen sind:

- Die Trockenmassegehalte von Gärrückständen (im Mittel 7 % der FM) sind um ca. 2 % niedriger als die von Rohgülle.
- Die Gehalte an Gesamt-Stickstoff sind in Gärrückständen mit 4,6 bis 4,8 kg/t FM etwas höher als in Rindergülle.
- Das C/N-Verhältnis liegt in Gärrückständen bei etwa 5 bis 6 und damit deutlich unter dem von Rohgülle (C/N:10).
- Der Abbau organischer Substanz bewirkt eine Überführung von organisch in anorganisch gebundenen Stickstoff und demzufolge einen höheren Anteil der Ammoniumfraktion (ca. 60 % bis 70 %) am Gesamt-N in Gärrückständen.
- Gärrückstände mit Beimischung von Schweinegülle- und Bioabfallgärrückstände weisen tendenziell höhere Phosphorgehalte auf, höhere Gehalte an Ammoniumstickstoff, dagegen geringere TS-, und Kaliumgehalte sowie geringere Gehalte an organischer Substanz als Gärrückstände aus Rindergülle oder NawaRo und deren Gemische.
- Hinsichtlich der Nährstoffe Magnesium, Kalzium und Schwefel sind keine eindeutigen Unterschiede festzustellen.

10.1.2 Schadstoffe

Die Höhe der Schadstoffkonzentration im Gärrückstand wird im Wesentlichen durch die verwendeten Substrate bestimmt. Anhaltswerte für die Schwermetallgehalte in Gärrückständen im Vergleich zu Wirtschaftsdüngern sind in der Tabelle 10.2 zusammengestellt. Im Biogasprozess werden die absoluten Schwermetallmengen nicht verändert, durch den Bezug auf

TAB. 10.1: KENNWERTE UND WERTGEBENDE EIGENSCHAFTEN VON GÄRRÜCKSTÄNDEN UND WIRTSCHAFTSDÜNGERN IM VERGLEICH [10-2]

Parameter	Einheit bzw. Bezeichnung	Rohgülle	Gärrückstände			
		Überwiegend Rindergülle	Rindergülle und NawaRo	Schweinegülle und NawaRo	NawaRo	Abfall (und NawaRo)
Trockensubstanz	% FM	9,1	7,3	5,6	7,0	6,1
Säuregrad	pH	7,3	8,3	8,3	8,3	8,3
Verhältnis Kohlenstoff/ Stickstoff	C/N	10,8	6,8	5,1	6,4	5,2
Basisch wirksame Stoffe	BWS (kg CaO/t FM)	2,9	-	-	3,7	3,5
				kg/t FM		
Stickstoff	N_{gesamt}	4,1	4,6	4,6	4,7	4,8
Ammonium-N	NH_4-N	1,8	2,6	3,1	2,7	2,9
Phosphor	P_2O_5	1,9	2,5	3,5	1,8	1,8
Kalium	K_2O	4,1	5,3	4,2	5,0	3,9
Magnesium	MgO	1,02	0,91	0,82	0,84	0,7
Kalzium	CaO	2,3	2,2	1,6	2,1	2,1
Schwefel	S	0,41	0,35	0,29	0,33	0,32
Organische Substanz	o. S.	74,3	53,3	41,4	51,0	42,0

FM: Frischmasse

TAB. 10.2: SCHWERMETALLGEHALTE VON GÄRRÜCKSTÄNDEN UND WIRTSCHAFTSDÜNGERN IM VERGLEICH

	Gärrückstände	Ausschöpfung der Deklarations-werte nach DüMV	Ausschöpfung der Grenzwerte nach DüMV	Ausschöpfung der Grenzwerte nach Bio-AbfV	Rindergülle	Schweinegülle
	mg/kg TM	%	%	%	mg/kg TM	mg/kg TM
Pb	2,9	2,9	1,9	< 5	3,2	4,8
Cd	0,26	26	17,3	17	0,3	0,5
Cr	9,0	3	-[a]	9	5,3	6,9
Ni	7,5	18,8	9,4	15	6,1	8,1
Cu	69	14[c] (35)	-[b]	70	37	184
Zn	316	31 (158)	-[b]	80	161	647
Hg	0,03	6	3,0	< 5	-	-
Quelle	[10-2]	[10-19]	[10-19]	[10-23]	[10-3]	[10-3]

TM: Trockenmasse
[a] *nur Grenzwert für Cr(VI)*
[b] *Grenzwerte nach Düngeverordnung (DüV) für Cu = 900 mg/kg TM und für Zn = 5.000 mg/kg TM*
[c] *Deklarationswert für Wirtschaftsdünger*

die TS und den Abbau organischer Substanz erhöhen sich die Gehalte an Schwermetallen nach der Vergärung. Die Schwermetallgrenzwerte der BioAbfV [10-23] werden für die Elemente Blei (Pb), Cadmium (Cd), Chrom (Cr), Nickel (Ni) und Quecksilber (Hg) nur zu maximal 17 % ausgeschöpft, die für Kupfer (Cu) und Zink (Zn) zu 70 und 80 %. Insgesamt sind die Gehalte an Schwermetallen auf ähnlichem Niveau wie die in Rindergülle. Schweinegüllen weisen für Pb, Cd, Cu und Zn deutlich höhere Konzentrationen auf. Cu und Zn sind zwar den Schwermetallen zugehörig, sie sind aber auch essentielle Mikronährstoffe für die Tier- und Pflanzenernährung sowie für die mikrobiologischen Prozesse in der Biogasanlage. Sie werden sowohl in der Tierernährung als auch in NawaRo-Biogasanlagen zugesetzt. Daher wurden für die Elemente Cu und Zn in der Düngemittel-Verordnung keine Grenzwerte definiert. Bei den gegebenen Konzentrationen sind durch die Gärrückstandverwertung keine Belastungen des Bodens und der Gewässer zu erwarten.

10.1.3 Hygienische Eigenschaften

In Flüssigmist und anderen organischen Abfällen kann eine Reihe von Menschen und Tiere infizierenden Krankheitserregern auftreten (Tabelle 10.3).

Nach wie vor werden bei Reihenuntersuchungen positive Salmonellen-Befunde ermittelt (Tabelle 10.4). Der Anteil an

positiven Salmonellen-Befunden liegt dabei jedoch unter 5 %, allerdings sind auch klinisch gesunde Tierbestände betroffen. Zur Unterbrechung von Infektionskreisläufen ist deshalb eine Hygienisierung auch von Gärrückständen, die ausschließlich aus Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft erzeugt wurden, von Vorteil, insbesondere bei deren Inverkehrbringen. In vielen Fällen ist es rechtlich allerdings zulässig, den Wirtschaftsdünger-Anteil einer Biogasanlage nicht zu hygienisieren (vgl. Kapitel 10.3.5). Dass die für die anderen eingesetzten Kofermente tierischer Herkunft und den Abfall aus der Biotonne geltenden strengen Hygienisierungsauflagen nicht immer eingehalten werden, zeigt der Befund der Bioabfall vergärenden Biogasanlage.

Im Bereich der Phytohygiene muss insbesondere der Verbreitung von s. g. Quarantäneschadorganismen durch hygienisierende Maßnahmen vorgebeugt werden. Von besonderer Bedeutung sind dabei Kartoffel- und Rübenkrankheiten (*Clavibacter michiganensis*, *Synchytrium endobioticum*, *Rhizoctonia solani*, *Polymyxa betae* sowie *Plasmodiophora brassicae*). Deshalb sollten entsprechende Abfälle und Abwässer aus der Lebensmittelindustrie vor deren Nutzung in der Biogasanlage immer einer Hygienisierung unterzogen werden [10-6]. Insbesondere Reststoffe aus der kartoffelverarbeitenden Industrie sollten aus Sicht der Pflanzenhygiene nicht in mesophil betriebenen Biogasanlagen eingesetzt werden [10-27].

Im Rahmen des LTZ-Screenings wurden nahezu 200 Güllen und Gärrückstände auch auf die für Mais und Getreide charakteristischen phytopathogenen pilzlichen Erreger *Helminthosporium*, *Sclerotinia sclerotiorum*, *Phytium intermedium* und *Fusarium oxysporum* untersucht. Dabei konnte jedoch nur in einem Fall ein Erreger detektiert werden [10-2].

Mit der Reihenuntersuchung konnte auch belegt werden, dass der für die Phytohygiene relevante Indikatororganismus „Anzahl der keimfähigen Pflanzen und austriebsfähige Pflanzenteile" (vgl. Kapitel 10.3.5) durch Praxisanlagen i. d. R. eingehalten werden kann [10-2].

10.2 Lagerung des Gärrückstandes

Voraussetzung für die Nutzung der in den Gärrückständen enthaltenen Wert- und Nährstoffe ist die Lagerung in geeigneten Behältern. Während der Lagerung von Gärrückständen kommt es wie bei unbehandelten Wirtschaftsdüngern zu Emissionen von klimarelevanten Gasen wie Methan (CH_4) und Lachgas (N_2O) sowie zu Emissionen von Ammoniak (NH_3) und Geruchsstoffen.

10.2.1 Ammoniakemissionen

Der durch den Fermentationsprozess erhöhte Ammoniumgehalt sowie hohe pH-Werte im Gärrückstand (vgl. Tab. 10.1) begünstigen Ammoniakemissionen während der Lagerung. Meist ist eine Schwimmschichtbildung nur noch eingeschränkt möglich. Um im Falle von offenen Gärrückstandslagerbehältern bei vor 2012 in Betrieb gegangenen Anlagen Ammoniakverluste zu

TAB. 10.3: INFEKTIONSERREGER IN FLÜSSIGMIST UND ORGANISCHEN ABFÄLLEN [10-4]

Bakterien	Viren	Parasiten
Salmonellen (RG, SG, HK)	Erreger der Maul- und Klauenseuche	Spulwürmer
Escherichia coli (RG)	Schweinepest	Palisadenwürmer
Milzbrandbakterien (RG)	Bläschenkrankheit der Schweine	Saugwürmer
Brucellen (RG, SG)	Schweineinfluenza	Leberegel
Leptospiren (RG, SG)	Oldenburger Schweineseuche (TGE)	Lungenwürmer
Mykobakterien (RG, SG, HK)	Rota-Virus-Infektionen	Magendarmwürmer
Rotlaufbakterien (SG)	Teschener Erkrankung	
Clostridien (HK)	Aujeszky'sche Krankheit	
Streptokokken	Atypische Geflügelpest	
Enterobacter	Blauzungenerkrankung	
	Retro-, Parvo-, Echo-, Enteroviren	

RG: Rindergülle; SG: Schweinegülle; HK: Hühnerkot

TAB. 10.4: VORKOMMEN VON SALMONELLEN IN SUBSTRATEN UND GÄRRÜCKSTÄNDEN VON BIOGASANLAGEN

	Rohgülle			Gärrückstände	
	Rindergülle, Schweinegülle, klinisch gesund		überwiegend Rindergülle	Güllen und NawaRo	Bioabfall und NawaRo
Probenzahl	280	132	51	190	18
davon Salmonellen positiv	7	5	0	6	2
in %	2,5	3,8	0	3,2	11,1
Jahr der Probenahme	1989	1990	2005 bis 2008		
Quelle	[10-5]	[10-5]	[10-2]	[10-2]	[10-2]

TAB. 10.5: ABDECKUNGEN FÜR GÄRRÜCKSTANDSLAGER ZUR MINDERUNG VON AMMONIAKEMISSIONEN[a] [10-7]

Abdeckmaterialien	Investitionen (Ø 15 m)	Nutzungsdauer	Jahreskosten	Emissionsminderung im Vergleich zu nicht abgedeckten Behältern	Bemerkung
	€/m²	Jahre	€/m²	%	
Natürliche Schwimmdecke	-	-	-	20–70[b]	Geringe Wirksamkeit bei häufiger Gärrückstandausbringung
Strohhäcksel	-	0,5	< 1	70–90	Geringe Wirksamkeit bei häufiger Gärrückstandausbringung
Granulat	11	10	2,5	80–90	Ausgleich von Materialverlusten notwendig
Schwimmkörper	35	20	3,2	90–98[c]	Lange Nutzungsdauer, neu, wenig Erfahrungen
Schwimmfolie	38	10	5,3	80–90	Geringer Wartungsaufwand, wegen hoher Kosten nicht für sehr große Behälter geeignet
Zeltdach	50	15	5,3	85–95	Geringer Wartungsaufwand, kein Regenwassereintrag
Befahrbare Betondecke	85	30	6,2	85–95	Geringer Wartungsaufwand, kein Regenwassereintrag, bis ca. 12 m Durchmesser

[a] *Bisher liegen wenige Untersuchungen zur Emissionsminderung in Praxisanlagen vor. Die Aussagen wurden von Erfahrungen und Untersuchungen mit Schweinegülle abgeleitet.*
[b] *Je nach Ausprägung der Schwimmdecke*
[c] *Nicht geeignet für dickflüssige Gärrückstände*
Annahmen: Zinssatz: 6 %; Reparatur: 1 % (nur bei Schwimmfolie, Zeltdach und Betondecke); Granulat: 10 % jährliche Verluste bei Granulat; Kosten für Stroh: 8 €/dt Stroh (Pressen, Laden, Transport, Häckseln, Aufblasen), Aufwandmenge: 6 kg/m²

vermeiden, ist daher eine Abdeckung, z. B. mit Strohhäckseln, auch aufgrund der mit Ammoniakemissionen verbundenen Geruchsemission, dringend zu empfehlen (Tab. 10.5).

10.2.2 Klimarelevante Emissionen

Die Methanbildung aus vergorener Gülle wird durch den anaeroben Prozess im Vergleich zu unbehandelter Gülle erheblich verringert, da im Fermenter bereits ein Teil der organischen Substanz des Gärsubstrates metabolisiert wurde, so dass im Lagerbehälter deutlich weniger leicht abbaubarer Kohlenstoff zur Verfügung steht. Der Grad der Verminderung von Methanemissionen hängt somit entscheidend vom Abbaugrad der organischen Substanz und damit einhergehend auch von der Verweildauer des Ausgangssubstrates im Fermenter ab. So konnte in verschiedenen Untersuchungen gezeigt werden, dass Gärrückstände mit einer kurzen Fermentationsphase, d. h. einer geringen Verweilzeit im Fermenter, mehr CH_4 emittieren als Gärrückstände mit längerer Verweilzeit im Fermenter (Abb. 10.1).

Bei sehr kurzer Verweildauer kann es im Vergleich zu unbehandelter Gülle zu erhöhten Methanemissionen kommen, falls Substrat, das gerade mit Methanbildnern angeimpft wurde, nach kurzer Zeit wieder aus dem Fermenter ausgeschleust wird und in das Gärrückstandslager gelangt [10-9]. Kurzschlussströme sind daher zu vermeiden.

Für die Abschätzung der Methanemissionen aus dem Gärrückstand können Ergebnisse von Fermentationsversuchen mit Gärrückständen im Batchverfahren bei 20–22 °C herangezogen werden [10-8], da dies den Temperaturverhältnissen im Gärrückstandslager unter Praxisbedingungen in etwa entspricht. Werte für das Restgaspotenzial, die unter mesophilen Bedingungen (37 °C) ermittelt wurden, sind hingegen in Bezug auf die tatsächlichen Emissionen nicht aussagekräftig. Allerdings können sie einen Hinweis auf die Effektivität des Fermentationsprozesses liefern, da sie das im Gärrückstand noch vorhandene, im Fermenter nicht umgesetzte Biomassepotenzial widerspiegeln. Beide Parameter hängen jedoch von der Prozessführung und den eingesetzten Substraten auf der einzelnen Anlage ab. Die in Tabelle 10.6 genannten Werte sind daher lediglich als Anhaltspunkte anzusehen.

Bei mehrstufigen Anlagen ist tendenziell ein geringeres Restgaspotenzial sowohl bei 20–22 °C als auch bei 37 °C zu verzeichnen (Tab. 10.6). Dies liegt v. a. an der mit dem mehrstufi-

TAB. 10.6: RESTGASPOTENZIAL VON GÄRRÜCKSTÄNDEN LANDWIRTSCHAFTLICHER BIOGASANLAGEN, BEZOGEN AUF DIE ERZIELTE METHANAUSBEUTE PRO t SUBSTRATINPUT

Mittelwerte sowie Minimal- und Maximalwert von 64 im Rahmen der Biogasmessprogramms II beprobten Praxisanlagen [10-8]

Prozesstemperatur		Restgaspotenzial [% der CH_4-Ausbeute]	
		einstufig	mehrstufig
20–22 °C	Mittelwert	3,7	1,4
	Min–Max	0,8–9,2	0,1–5,4
37 °C	Mittelwert	10,1	5,0
	Min–Max	2,9–22,6	1,1–15,0

ZUSAMMENHANG ZWISCHEN RESTGASPOTENZIAL UND HYDRAULISCHER VERWEILZEIT

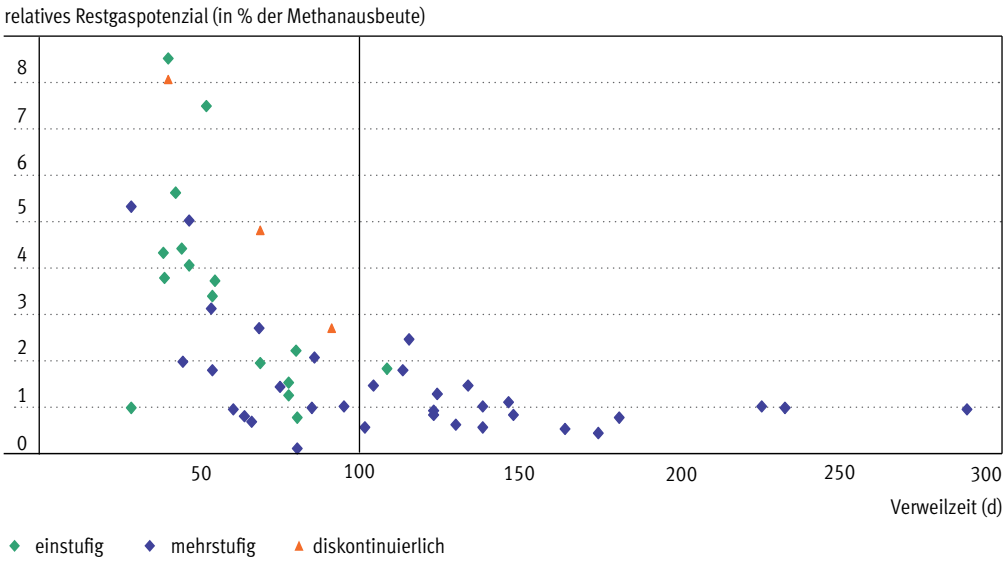


Abb. 10.1: Zusammenhang zwischen relativem Restgaspotenzial bei 20–22 °C und der hydraulischen Verweilzeit [10-8]

gen Anlagenbetrieb verbundenen höheren Verweilzeit, die sich vermindernd auf das Restgaspotenzial auswirkt (Abb. 10.1).

Aufgrund des hohen Treibhauspotenzials von CH_4 (1 g CH_4 entspricht 23 g CO_2) ist eine Reduktion bzw. Vermeidung von CH_4-Emissionen aus Gärrückstandslagerbehältern anzustreben. Altanlagen, die nicht mit einem gasdichten Endlager ausgestattet sind, sollten neben einem mehrstufigen Betrieb (Fermenterkaskade) mindestens eine der folgenden Anforderungen erfüllen:

- mittlere hydraulische Verweilzeit des insgesamt eingesetzten Substratvolumens von mindestens **100 Tagen** bei einer Gärtemperatur im Jahresverlauf von durchgehend mindestens 30 °C oder
- Faulraumbelastung ‹ 2,5 kg oTM/m_N^3 · d.*

Bei der Berechnung des Substratvolumens sind alle Einträge in den/die Gärbehälter zu berücksichtigen (also z. B. auch Wasser und/oder Rezirkulat). Werden o. g. Anforderungen nicht erfüllt, ist mit Methanemissionen zu rechnen, die über den in Tabelle 10.6 ermittelten Mittelwerten liegen. In diesen Fällen wird eine gasdichte Nachrüstung des/der Gärrückstandslagerbehälter** für mindestens die ersten 60 Tage des Gärrückstandslagerbedarfs empfohlen.

Für Neuanlagen nach dem EEG 2012 ist eine gasdichte Abdeckung der Gärrückstandslager mit mindestens 150 Tagen Verweilzeit im gasdichten System gefordert. Auch Bestandsanlagen, die ein neues Gärrückstandslager nach dem 01.01.2012 errichten, müssen diese Forderung erfüllen. Nicht gasdichte bzw. offene Gärrückstandslager aus dem Anlagenbestand erhalten keine nachträgliche Abdeckpflicht, da in vielen Fällen eine Nachrüstung der Gärrückstandslager nicht oder nur eingeschränkt möglich ist (s. o.).

Schließlich bedeutet das nicht ausgenutzte Biomassepotenzial gerade bei hohem Restgaspotenzial einen entgangenen Erlös. Das zusätzlich gewonnene Restgas kann:

- zusätzlich durch Verstromung verwertet werden (Erhöhung der elektrischen Arbeit). Die Verwertung würde einen zusätzlichen Stromerlös erbringen bzw.
- bei gleich bleibender Auslastung des Motors verwertet werden – es wird jedoch die dem zusätzlichen Gas entsprechende Rohstoffmenge auf der Inputseite eingespart (kurzfristige Option bei ausgelastetem BHKW; höherer Erlös aus zusätzlich eingespeister elektrischer Arbeit möglich).

Insbesondere für Anlagen mit einem hohen NawaRo-Anteil (z. B. › 50 % des Frischmasseinputs) kann sich eine gasdichte Nachrüstung des Gärrückstandslagers lohnen; hier ist aufgrund des geringeren abzudeckenden Gärrückstandvolumens – und somit geringerer Investitionen – bereits für niedrige Restgasausbeuten mit entsprechenden wirtschaftlichen Vorteilen zu rechnen (Tabelle 10.7). Bei reinen Wirtschaftsdüngeranlagen bzw. Anlagen mit überwiegender Wirtschaftsdüngervergärung steigt mit der Anlagengröße auch das abzudeckende Gärrückstandvolumen an, so dass u. U. die Mehrerlöse aus der Stromeinspeisung nicht mehr zur Deckung der Kosten für eine gasdichte Abdeckung ausreichend sind.

Ein vom KTBL 2006 durchgeführtes bundesweites Screening ergab, dass nur ca. ein Viertel der bestehenden Rundbehälter (95 % der erfassten Gärrückstandslager) gasdicht abgedeckt waren [10-11]. Dies deckt sich mit Ergebnissen des Biogas-

* *m_N^3: Summe der nutzbaren Gärvolumina.*

** *Es gelten folgende Anforderungen an den/die Gärrückstandslagerbehälter: a) es darf keine aktive Temperatursteuerung installiert sein und b) der Behälter muss an das gasführende System angeschlossen sein. Eine effiziente Vermeidung der CH_4-Emissionen aus dem Gärrückstand ist bereits durch eine Abdeckung der ersten 60 Tage des Gärrückstandslagerbedarfs erreicht, da die Methanbildung unter den in der Praxis vorherrschenden Bedingungen innerhalb dieses Zeitraums erfahrungsgemäß abgeschlossen ist.*

TAB. 10.7: VERLUSTSCHWELLEN[a] EINER GASDICHTEN NACHRÜSTUNG VON GÄRRÜCKSTANDSLAGER-RUNDBEHÄLTERN

Elektrisch installierte Mindestleistung, bei der für unterschiedliche Investitionskosten der Nachrüstung wenigstens eine Kostendeckung erzielt wird [10-10; modif.][b]

Gülleanteil am Substratinput	< 30 % (= Vergütung ohne Güllebonus)		> 30 % (= Vergütung mit Güllebonus)	
Nutzbares Restgas	3 %	5 %	3 %	5 %
Investition (Behälteranzahl/-durchmesser)	Elektrische Mindestleistung[b] [kW]			
33.000 € (z. B. 1/ < 25 m)	138	83	109	66
53.000 € (z. B. 1/ > 25 m)	234	133	181	105
66.000 € (z. B. 2/ < 25 m)	298	167	241	131
106.000 € (z. B. 2/ > 25 m)	497	287	426	231
159.000 € (z. B. 3/ > 25 m)	869	446	751	378

[a] *Bestimmung der Verlustgrenze anhand Gegenüberstellung der Stückkosten (Jahreskosten pro zusätzliche Kilowattstunde) und des tatsächlichen Vergütungssatzes pro eingespeiste Kilowattstunde.*

[b] *Berechnungsgrundlagen: BHKW 8.000 Volllaststunden, anteilige Kosten für BHKW-Erweiterung entsprechend der zusätzlichen Leistung durch Restgasverwertung, Wirkungsgrad nach ASUE (2005) [10-13], Vergütung nach KTBL Online-Vergütungsrechner (2009). Investitionen und Jahreskosten der Abdeckung berechnet auf Basis einer Nutzungsdauer von 10 Jahren, gasdichte Abdeckung der ersten 60 Tagen der Gärrückstandslagerdauer (Innerhalb dieses Zeitraums ist unter Praxisbedingungen die Methanbildung aus dem Gärrückstand i. A. abgeschlossen).*

messprogramms II (FNR 2009). Jedoch sind nicht alle Gärrückstandslager technisch mit einer gasdichten Abdeckung nachrüstbar. Die das Screening begleitende Expertengruppe kam zu dem Ergebnis, dass dies nur für ein Viertel der bestehenden offenen Rundbehälter unproblematisch möglich ist. Ein weiteres Viertel wurde aufgrund von Statik und/oder Bauweise als nur mit erheblichem Aufwand nachrüstbar beurteilt. Die Hälfte der Rundbehälter wurde, wie auch Erdbecken (ca. 5 % der erfassten Gärrückstandbehälter), als nicht nachrüstbar angesehen [10-11].

Bei eingeschränkter Nachrüstungseignung ist mit deutlich höheren Kosten als den oben aufgeführten zu rechnen. Bei einstufigen Anlagen ist alternativ die Errichtung eines zusätzlichen Fermenters zu prüfen, da in diesen Fällen insbesondere bei kurzer Verweilzeit mit einem erhöhten Restmethanpotenzial und somit entsprechenden Mehrerlösen zu rechnen ist.

Lachgas entsteht während der Nitrifikation aus Ammonium oder der Denitrifikation von Nitrat. Da in streng anaerob gelagerter Gülle oder Gärrückstanden nur Ammonium vorliegt und keine Nitrifikation stattfinden kann, beschränkt sich eine potenzielle Lachgasbildung auf die Schwimmschicht und hängt von deren Art und Durchlüftung ab. Dies zeigt sich auch in Untersuchungen zu Lachgasemissionen aus Gülle und Gärrückständen, die zum Teil zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen hinsichtlich des Einflusses der Vergärung auf die Lachgasemissionen führten. Meist sind N_2O-Emissionen aus Güllelagerbehältern gegenüber den Emissionen an CH_4 und NH_3 vernachlässigbar gering und für die Bilanzierung von Treibhausgasemissionen unbedeutend [10-11]. Durch eine gasdichte Abdeckung werden aber auch diese vollständig vermieden.

10.3 Verwertung des Gärrückstandes auf landwirtschaftlichen Flächen

Die hinreichende Versorgung der Bodenfauna mit organischer Substanz, sowie eine auf Pflanzenbedarf und Bodenart abgestimmte Nährstoffzufuhr, sind die grundlegenden Voraussetzungen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Böden.

Durch die Preissteigerungen der mineralischen Düngemittel in den letzten Jahren wurde die Wirtschaftlichkeitsschwelle für den Transport und die Ausbringung von Gärrückständen und Wirtschaftsdüngern erreicht, so dass Gärrückstände wegen ihres Nährstoffwertes in der Regel ein transportwürdiges Gut darstellen. Darüber hinaus sind Düngungsstrategien mit Gärrückständen und Wirtschaftsdüngern hinsichtlich ihrer Energiebilanz günstiger zu beurteilen als Strategien, die ausschließlich auf Mineraldüngung basieren [10-12].

10.3.1 Verfügbarkeit und Nährstoffwirkung von Stickstoff

Wie Analysewerte belegen (vgl. Tabelle 10.1), wird durch die Vergärung der TS-Gehalt der Substrate in der Regel reduziert. Weiterhin wird das C/N-Verhältnis im Gärrückstand infolge der Methangärung entsprechend dem Ausfaulungsgrad enger. Dies wirkt sich bei der Düngung günstig aus, da der pflanzenverfügbare Ammoniumanteil steigt. Das C/N-Verhältnis verengt sich von etwa 10:1 auf ca. 5 bis 6:1 bei Flüssigmist bzw. 15:1 auf 7:1 bei Festmist. Damit ist aber bereits ein Teil der mineralisierbaren organischen Substanz abgebaut. Das bedeutet, dass aus dem organisch gebundenen N nur ca. 5 % im Anwendungsjahr (bzw. 3 % in den Folgejahren) pflanzenverfügbar ist [10-12].

Zur Kalkulation des verfügbaren Stickstoffes aus dem applizierten Gärrückstand im Anwendungsjahr kann mit Mineraldünger-Äquivalenten (MDÄ) gerechnet werden. Das MDÄ wird im Anwendungsjahr hauptsächlich von der Verfügbarkeit des Ammonium-Stickstoffs bestimmt. In den Folgejahren werden nur noch geringe N-Mengen aus dem Gärrückstand nachgelie-

fert. Werden Ammoniakverluste weitgehend vermieden, beträgt das „kurzfristige MDÄ“ 40–60 %. Dieser Anteil ist beim mineralischen Düngebedarf anzurechnen. Bei einer längerfristigen Gärrückstandanwendung (nach 10–15 Jahren) kann ein MDÄ von 60–70 % zugrunde gelegt werden [10-12], [10-7].

Insgesamt kann aber davon ausgegangen werden, dass die Wirksamkeit des Stickstoffs der Gärrückstände wesentlich von Ausbringungsart und -zeitpunkt, der Witterung, der Bodenart und anzubauender Fruchtart bestimmt wird.

Die höheren pH-Werte von Gärrückständen im Vergleich zu Rohgülle wirken sich nur unwesentlich auf die Ammoniakverluste aus, da kurz nach der Ausbringung von Rohgüllen die pH-Werte ebenfalls Werte von 8 bis 8,5 erreichen. Die Ammoniak-Emissionen unterscheiden sich daher nicht signifikant [10-15].

10.3.2 Maßnahmen zur Verringerung der Ammoniakverluste nach der Ausbringung von Gärrückständen

10.3.2.1 Ammoniakemissionen

In Tabelle 10.8 sind Ammoniakverluste nach der Ausbringung von Wirtschaftsdüngern bei unterschiedlichen Temperaturverhältnissen zusammengefasst. Es wird deutlich, dass mit ansteigender Temperatur auch die Ammoniakverluste ansteigen. Besonders hohe Verluste sind zu erwarten, wenn Gärrückstände auf Pflanzen, Pflanzenrückstände bei hohen Temperaturen ausgebracht werden. Die niedrigsten Verluste sind zu erwarten, wenn dünnflüssige Gärrückstände, die schnell in den Boden sickern können, bei niedrigen Temperaturen ausgebracht werden. Alleine durch die Wahl des besten Ausbringtermins ist somit bereits eine signifikante Reduzierung der Ammoniakverluste möglich.

10.3.2.2 Ausbringtechnik

Für die Ausbringung von Gärrückständen auf landwirtschaftliche Flächen zum Zweck der Düngung werden die Techniken eingesetzt, die auch bei der Verwertung von flüssigen Wirtschaftsdüngern Verwendung finden. Die Ausbringung erfolgt mit Flüssigmisttankwagen, meist mit emissionsmindernder Verteiltechnik (z. B. Schleppschlauchtechnik), die auch die Düngung wachsender Pflanzenbestände zu Zeiten höchsten Nährstoffbedarfs ermöglichen.

Ziel der Gärrückstandausbringung muss es sein, die darin enthaltenen Nährstoffe zur gezielten Düngung mit ähnlicher Präzision wie bei der Düngung von mineralischen Düngemitteln zu applizieren, um ein Maximum an Nährstoffen an die Pflanzenwurzel zu bringen und ein Minimum an Nährstoffverlusten zuzulassen.

TAB. 10.8: KUMULATIVE AMMONIAKVERLUSTE NACH AUSBRINGUNG VON WIRTSCHAFTSDÜNGERN

Mit Breitverteiler ohne Einarbeitung bei unterschiedlichen Temperaturen innerhalb 48 Stunden [10-7, verändert]

Wirtschaftsdünger	Ammoniakverluste in % des applizierten Ammonium-N[a]			
	5 °C	10 °C	15 °C	25 °C, auf Stroh
Rindergülle, dickflüssige Gärrückstände[b]	30	40	50	90
Schweinegülle, dünnflüssige Gärrückstände[b]	10	20	25	70
Jauche			20	
Tiefstall- und Stapelmist			90	
Geflügeltrockenkot			90	

[a] *Emission vom verbliebenen NH_4-N nach der Lagerung.*
[b] *Gärrückstände eingeschätzt wie Rinder- bzw. Schweinegülle, da keine Praxisuntersuchungen verfügbar.*

Zur Ausbringung von Gärrückständen werden die folgenden Techniken eingesetzt:

Tankwagen

Man unterscheidet zwei gängige Bauarten:

- Kompressortankwagen
- Pumptankwagen

Für eine verlustarme und zielgenaue Verteilung der Gärrückstände kommen die folgenden Verteiltechniken zur Anwendung:

Schleppschlauchverteiler

Schleppschlauchverteiler besitzen eine Arbeitsbreite von 6 bis 24 m, neuerdings werden auch solche mit 36 m Arbeitsbreite angeboten. Die einzelnen Ablaufschläuche sind in der Regel in einem Abstand von 20 bis 40 cm zueinander angeordnet. Der Gärrückstand wird auf der Bodenoberfläche in etwa 5 bis 10 cm breiten Streifen ablegt.

Schleppschuhverteiler

Schleppschuhverteiler besitzen eine Arbeitsbreite von 3 bis 12, manchmal 18 m, die einzelnen Ablaufschläuche haben in der Regel einen Abstand von 20 bis 30 cm zueinander. Am Ende des Ablaufes befinden sich spezielle Verteileinrichtungen, die üblicherweise in Form einer schuhähnlichen Verstärkung

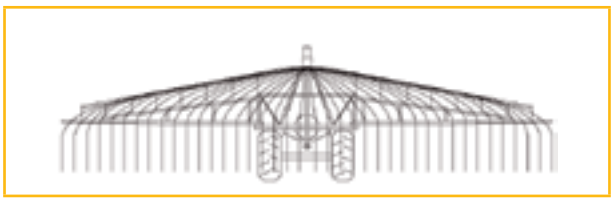


Abb. 10.2: Schleppschlauchverteiler

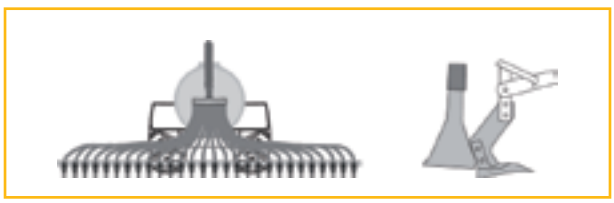


Abb. 10.3: Schleppschuhverteiler

bzw. Schleifkufe ausgeführt sind und an deren Ende der Gärrückstand abgelegt wird.

Der Verteiler wird während des Ausbringvorganges durch den Pflanzenbestand (soweit vorhanden) geschleppt. Bauartbedingt wird der Pflanzenbewuchs während des Ausbringvorganges etwas beiseite gedrückt. Die Gärrückstandablage erfolgt in den obersten Bodenbereich (0 bis 3 cm), so dass Verschmutzungen des Pflanzenbestandes weitgehend vermieden werden.

Schlitzverteiler

Typische Schlitzverteiler besitzen eine Arbeitsbreite von 6 bis 9 m, wobei die einzelnen Ablaufschläuche in der Regel in einem Abstand von 20 bis 30 cm zueinander angeordnet sind. Die Applikation erfolgt mithilfe einer schuhähnlichen Verstärkung, der eine Schneidscheibe (bzw. ein Stahlmesser) vorweg geführt wird und die den Boden aufschneidet und an deren Ende der Gärrückstand in den Schlitz abgelegt wird.

Abb. 10.4: Schlitzverteiler

Direkteinbringung mit Grubber

Die sogenannten Güllegrubber besitzen eine Arbeitsbreite von 3 bis 6 m, wobei die einzelnen Ablaufschläuche in der Regel in einem Abstand von 20 bis 40 cm zueinander angeordnet sind. Der Boden wird mit einem Grubberzinken bearbeitet und in dessen unmittelbarer Verlängerung der Gärrückstand während der Bearbeitung in den Erdstrom abgelegt. Daneben gibt es auch Scheibeneggen, bei denen der Boden mit Hohlscheiben bearbeitet und der Dünger in gleicher Weise in den Erdstrom abgelegt wird.

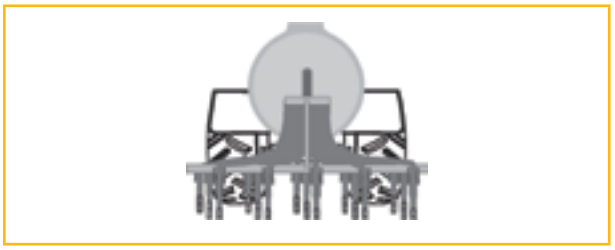


Abb. 10.5: Güllegrubber

Die Tabelle 10.9 fasst die Techniken zur Ausbringung von flüssigen Wirtschaftsdüngern und Gärrückständen zusammen. Festzuhalten bleibt, dass für die Ausbringung vielfältige Techniken zur Verfügung stehen, die entsprechend der Kulturart, der Entwicklungsstufe und der Standortbedingungen eingesetzt werden können. Die technischen und standörtlichen Limitierungen bei der Ausbringung führen dazu, dass immer ein Teil des Ammoniums als Ammoniak in die Atmosphäre entweicht.

10.3.3 Günstige Einsatztermine für Gärrückstände

Bei der Wahl eines günstigen Ausbringtermins entsteht ein Zielkonflikt zwischen maximaler Emissionsminderungen und den pflanzenbaulichen Erfordernissen. Die weitreichendsten Emissionsminderungen sind mit der direkten Einarbeitung erreichbar. Diese ist auf unbewachsenem Ackerland im Sommer und Herbst durchführbar. Bei der Düngung von Reihenkulturen ist im Zuge der Ausbringung eine sofortige oberflächliche Einarbeitung mit Rollhacken oder Häufelscharen möglich. Die Ausbringmenge zu diesem Termin wird jedoch durch die Regelung der DüV (maximale Ausbringmenge von 40 kg anrechenbarem N) begrenzt.

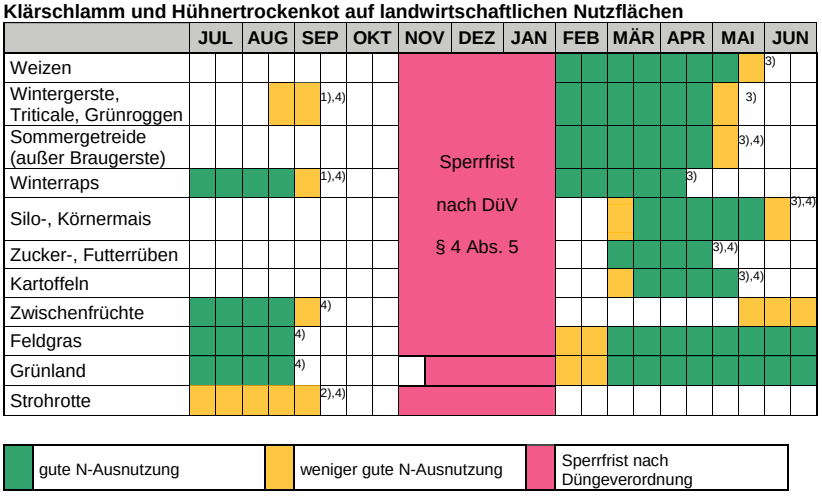
Der Gärrückstandeinsatz im Sommer und Herbst vor dem Anbau von Hackfrüchten ist aus pflanzenbaulichen Gründen überwiegend auf die Düngung von Zwischenfrüchten vor der Hackfrucht begrenzt. Der Nährstoffbedarf der Hackfrucht wird dann hauptsächlich aus dem Bodenvorrat gedeckt. Zwischenfrüchte spielen aber in vielen Regionen nur eine unbedeutende Rolle.

TAB. 10.9: MINDERUNG DER AMMONIAKVERLUSTE NACH DER AUSBRINGUNG VON FLÜSSIGEN GÄRRÜCKSTÄNDEN[a] [10-7, verändert]

Minderungstechniken/ -maßnahmen	Einsatzgebiete	Emissionsminderung [%] Gärrückstand		Beschränkungen
		Dickflüssig	Dünnflüssig	
Schleppschlauchverfahren	Ackerland: unbewachsen Bewuchs › 30 cm Grünland: Bewuchs bis 10 cm Bewuchs bis › 30 cm	 8 30 10 30	 30 50 30 50	Hangneigung nicht zu stark, Größe und Form der Fläche, dickflüssiger Gärrückstand, Abstand der Fahrgassen, Bestandshöhe
Schleppschuhverfahren	Ackerland Grünland	30 40	60 60	Wie oben, nicht auf sehr steinigen Böden
Schlitzverfahren	Grünland	60	80	Wie oben, nicht auf steinigen, zu trockenen und verdichteten Böden, hoher Zugkraftaufwand
Gülle-Grubberverfahren	Ackerland	› 80	› 80	Wie oben, nicht auf sehr steinigen Böden, sehr hoher Zugkraftbedarf, nur bedingt auf bewachsenen Ackerland (ggf. Reihenkulturen) einsetzbar
Unverzgl. Einarbeitung (innerh. 1 h)	Ackerland	90	90	Mit leichtem Gerät (Egge) nach Primärbodenbearbeitung, mit Grubber/Pflug nach Ernte

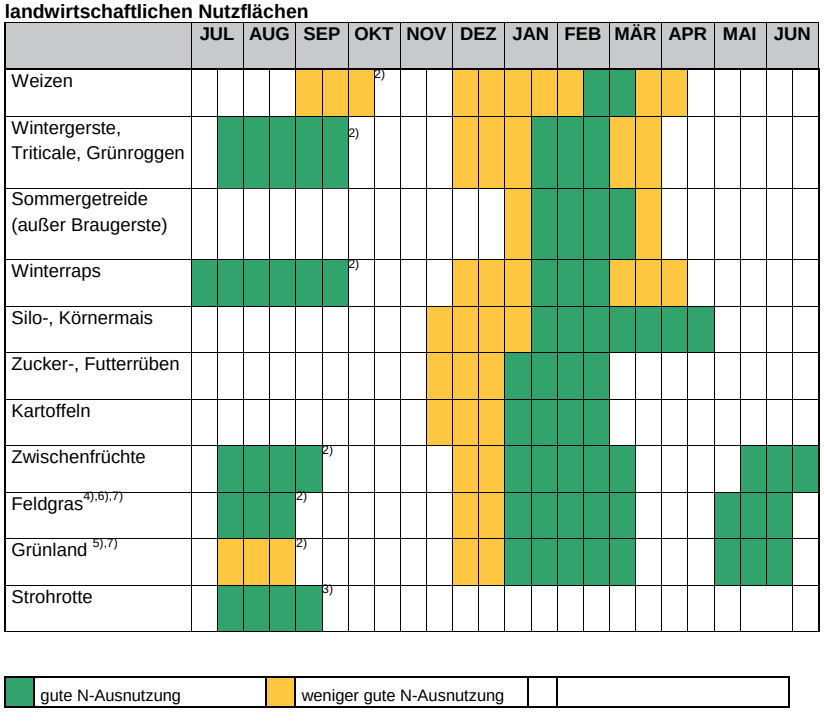
[a] *Bisher liegen wenige Untersuchungen zur Emissionsminderung von Gärrückständen vor; die Aussagen wurden von Untersuchungen mit Rinder- und Schweinegülle abgeleitet.*

Günstige Zeiträume zur Ausbringung von Gülle, flüssigen Gärresten, Jauche, flüssigem Klärschlamm und Hühnertrockenkot auf landwirtschaftlichen Nutzflächen



1) Nur wenn N-Bedarf vorhanden, maximal 40 kg Ammonium-N oder 80 kg Gesamtstickstoff/ha.
2) Maximal 40 kg Ammonium-N oder 80 kg Gesamtstickstoff/ha
3) Je später die Ausbringung (steigende Temperaturen), desto stärkere Beachtung von emissionsmindernden Maßnahmen.
4) Eine sofortige Einarbeitung führt zu geringeren gasförmigen N-Verlusten und einer besseren Ausnutzung der Nährstoffe, gleichzeitig wird deren Oberflächenabfluss vermindert. Auf unbestelltem Ackerland sind Gülle, Jauche, flüssige Gärreste, sonstige flüssige organische und organisch-mineralische Düngemittel mit wesentlichen Gehalten an verfügbarem Stickstoff und Geflügelkot nach der Ausbringung „unverzüglich" einzuarbeiten, d.h. entweder direkte Einarbeitung bzw. bei einer getrennten Aufbringung und Einarbeitung schnellstmöglich, spätestens jedoch vier Stunden nach Beginn der Aufbringung.

Günstige Zeiträume zur Ausbringung von Festmist, Kompost und entwässertem Klärschlamm[1)] auf landwirtschaftlichen Nutzflächen



1) Kein Klärschlamm zwischen dem 01.11. und 31.01. (Sperrfrist DüV, § 4 Abs. 5).
2) Nur wenn N-Bedarf vorhanden, maximal 40 kg Ammonium-N oder 80 kg Gesamt-N/ha.
3) Maximal 40 kg Ammonium-N oder 80 kg Gesamt-N/ha.
4) Futternutzung bei Klärschlamm nur nach vorheriger Einarbeitung.
5) Klärschlamm auf Dauergrünland verboten; nur Komposte aus Grünabfall, kein Bioabfallkompost zulässig.
6) Bioabfälle und Gemische gemäß Anhang 1 nur bei Einarbeitung vor der Aussaat des Feldfutters zulässig (BioAbfV 2012).
7) Bei Ausbringung von Bioabfällen tierischer Herkunft oder Gemischen, die solche Bioabfälle enthalten, ist vor Beweidung bzw. Futtergewinnung eine Wartezeit von 21 Tagen einzuhalten.
Allgemeiner Hinweis: Die Ausnutzung der Nährstoffe wird durch Einarbeitung verbessert, gleichzeitig wird deren Oberflächenabfluss vermindert.

Abb. 10.6: Ausbringzeiträume für Gärrückstände [10-26]

TAB. 10.10: ANNAHMEN FÜR DIE BERECHNUNG VON NÄHRSTOFFBILANZEN

Fruchtfolgeglieder	Silomais	Winter-weizen	Winter-gerste	Winter-raps
Ertragserwartungen der Früchte [dt/ha] FM	500	80	65	35
Anrechenbarkeit des org. geb. N der Gärrückstände[a]				
	Jahr der Anwen-dung	1. Folge-jahr	Ab 2. Folge-jahr	
Mineralisierungsrate [%]	5	3	3	

[a] *[10-12]*

TAB. 10.11: BERECHNETE EIGENSCHAFTEN DER GÄRRÜCK-STANDTYPEN DER ENTSPRECHENDEN MODELLANLAGEN

Gärrückstandtyp	Nährstoffkonzentration [%/m³ FM]				TS
	N	NH_4-N	P_2O_5	K_2O	%
Rechnerisch ermittelte Inhaltsstoffe von Gärrückständen[a,b]					
M I/M II Ø	0,47	0,31	0,19	0,73	10,81
M III	0,47	0,31	0,18	0,73	11,00
M VII	1,05	0,68	0,51	0,57	12,35

[a] *Errechnet aus Substratkenndaten unter Berücksichtigung des Biomasseabbaus*
[b] *65 % des Gesamt-N liegen in Ammoniumform vor.*
M: Modellanlage [10-25]

Die Ausbringung zu Hackfrüchten, insbesondere Mais, erfolgt daher vor allem im Frühjahr.

Wird der Gärrückstand hingegen zu ungünstigen Zeitpunkten, z. B. im Herbst auf unbewachsenem Boden ausgebracht, besteht eine größere Nährstoffauswaschungsgefahr. Diese Gefahr kann zuverlässig minimiert werden, wenn die Ausbringung, an den Stickstoffbedarf der Fruchtart angepasst wird [10-3], [10-12].

10.3.4 Nährstoffwirkung und Humusreproduktion für ein Anlagenbeispiel

Im Folgenden wird an einer beispielhaften Fruchtfolge mit „Silomais-Winterweizen-Wintergerste-Winterraps“ die Nährstoffverfügbarkeit bzw. die Humusreproduktion von Gärrückständen dargestellt.

10.3.4.1 Nährstoffbilanz

Zur Berechnung der Nährstoffbilanz wurden folgende Annahmen zugrunde gelegt (siehe Tabelle 10.10 und 10.12):

Tabelle 10.12 zeigt die Stickstoffverfügbarkeit des Gärrückstandes der Modellanlage I/II (vgl. Tabellen 8.3 und 8.1). Als Applikationstechnik wurde eine Ausbringung mit Schleppschlauch gefolgt von einer sofortigen Einarbeitung (Ammoniakverluste von 10 %). Die Mineralisierungsrate des organisch gebundenen Stickstoffs wurde mit 5 % im Anwendungsjahr veranschlagt (Tabelle 10.10). Bei einer Applikationsrate von 30 m³ Gärrückstand zum Fruchtfolgeglied Mais wird eine Gesamtstickstoffmenge von 143 kg dem Boden bzw. der Pflanze zugeführt. Von diesem Stickstoffpool sind im Anwendungsjahr

TAB. 10.12: NÄHRSTOFFBILANZ AM BEISPIEL MAIS BEI EINER GÄRRÜCKSTANDMENGE VON 30 m³/ha · a

(Modellanlagen I/II nach [10-25], Applikation vor der Aussaat mit sofortiger Einarbeitung)

Ertragserwartung [500 dt/ha]	**N kg/ha**	**P_2O_5 kg/ha**	**K_2O kg/ha**
Nährstoffabfuhr der Haupternteprodukte	**235**	**98**	**279**
Nährstoffe in der nicht erntbaren Restpflanze	40		
Nährstoffbedarf Brutto	275	98	279
Vorhandene Nährstoffvorräte			
Kulturspezifischer Korrekturfaktor (- N_{min} Vorrat Frühjahr, + Rest N_{min} im Herbst, + Denitrifikation, - Nährstoffnachlieferung aus den Ernteresten)	28	15	150
Düngebedarf	**187**	**83**	**129**
Ausgebrachte Nährstoffmenge durch Gärrückstände	**143**	**56**	**221**
• davon NH_4-N (65 %)	93		
• davon org.-geb. N	50		
Abzüglich NH_3-Verluste (10 %)	9		
Abzüglich des im Anwendungsjahr nicht wirksamen org.-geb. N (95 %)	48		
Zuzügl. „C/N-Effekt“ vergorenes Substrat	4		
Bei erstmaliger Gärrückstandanwendung theoretisch pflanzenverfügbarer N	90		
Nach 5-jähriger Anwendung insgesamt verfügbar gewordener N	**98**		
• In % des ausgebrachten Gesamt-N	68		
Verbleibender Nährstoffbedarf bzw. -überschuss	89	28	-92
Düngebedarf durch Gärrückstand zu ...% gedeckt	**52**	**67**	**171**

TAB. 10.13: DURCHSCHNITTLICHE JÄHRLICHE NÄHRSTOFFBILANZEN DER 4-GLIEDRIGEN FRUCHTFOLGE BEI UNTERSCHIEDLICHEN APPLIKATIONSTECHNIKEN

Gärrückstandtyp	Ausbringmenge [m³/ha und Jahr]	Applikationstechnik	Nährstoffe	Ausgebrachte Nährstoffmenge durch Gärrückstand [kg/ha]	Bei erstmaliger Gärrückstandanwendung theor. pflanzenverfügb. N [kg/ha]	In % des ausgebrachten Gesamt-N	Nach 5 jähriger, jährlich wiederkehrender Anwendung insg. verfügb. gewordener N [kg/ha]	In % des ausgebrachten Gesamt-N	Verbleibender Nährstoffbedarf bzw. -überschuss [kg/ha]	Düngebedarf durch Gärrückstand zu ...% gedeckt
M I/M II Ø	16	Breitverteiler	N	76	33	43	36	48	139	21
			P_2O_5	30					38	44
			K_2O	118					-37	146
		Schleppschlauchverteiler	N	76	38	50	42	55	134	24
			P_2O_5	30					38	44
			K_2O	118					-37	146
		Breitverteiler, sofortige Einarbeitung	N	76	48	63	52	68	123	30
			P_2O_5	30					38	44
			K_2O	118					-37	146

M: Modellanlage, durchschnittlicher Düngebedarf der Fruchtfolge pro Jahr von 174 kg/ha N, 114 kg/ha P_2O_5 und 188 kg/ha K_2O [10-25]

TAB. 10.14: HUMUSBILANZ DER ACKERFRUCHTFOLGE BEI EINER GÄRRÜCKSTANDSMENGE (MODELLANLAGE II NACH [10-25]) VON 64 m³/ha IN 4 JAHREN

Humusbedarf	kg Humus-C/t Substrat	kg Humus-C/ha
Humusbedarf der Fruchtarten		
Silomais		-560
Winterweizen		-280
Wintergerste		-280
Winterraps		-280
Humusbedarf der Fruchtfolge		**-1.400**
Humusreproduktion der Erntereste		
Rapsstroh	90	536
Weizenstroh (wird abgefahren)	90	0
Gerstenstroh	90	504
Humusreproduktion der Fruchtfolge		**1.040**
Humuszufuhr über Gärrückstände	12	764
Gesamte Humusreproduktion		1.804
Humussaldo der gesamten Fruchtfolge		404
Humussaldo im Durchschnitt der 4-gliedrigen Fruchtfolge pro Jahr		**101**

bei erstmaliger Anwendung 90 kg pflanzenverfügbar. Bei 5-jähriger Gärrückstandanwendung können 98 kg Stickstoff angerechnet werden. Daraus ergibt sich eine Stickstoffverfügbarkeit (langfristiges MDÄ) von 68 %, bezogen auf den insgesamt ausgebrachten Stickstoff.

In der Tabelle 10.13 sind die Effekte der Applikationstechnik auf den pflanzenverfügbaren Stickstoff für die Beispielsfruchtfolge dargestellt. Mit dem optimierten Ausbringmanagement (durch sofortige Einarbeitung) kann der Stickstoffverlust um 20 %, bezogen auf die Gesamt-Stickstoffmenge, vermindert werden. Mit dem Gärrückstand werden in der Beispielfruchtfolge bei durchschnittlichen Applikationsraten von 16 m³/ha und Jahr nur maximal 30 % des N-Bedarfes abgedeckt und für Phosphor etwa 44 %. Dagegen überschreitet die Kaliummenge bereits den Düngungsbedarf um 46 %. Allerdings liegen die Kaliumgehalte der Modell-Gärrückstände (Tabelle 10.11) deutlich über den gemessenen Praxiswerten (Tabelle 10.1).

10.3.4.2 Humusbilanz

Die Auswirkungen des Energiepflanzenanbaus und der Düngung mit Gärrückständen auf den Humushaushalt landwirtschaftlich genutzter Böden sind bisher nicht in langjährigen Versuchen ermittelt worden. Sie lassen sich daher am ehesten über Humusbilanzen evaluieren. Mit diesen rechnerischen Verfahren kann der Einfluss der aktuellen Bodennutzung auf die Entwicklung des Humusgehaltes für einen für den Boden kurzfristigen Zeitraum von ca. 10 Jahren abgeschätzt werden. In die Berechnung fließen die angebauten Fruchtarten, Zwischenfrüchte sowie die organische Düngung ein. Dabei geht es nicht ursächlich um die Bestimmung absoluter Werte für die Gehaltsänderungen, sondern um eine relative Einschätzung des Versorgungsgrades. Das Ziel der Berechnung ist es

festzustellen, ob der Humusbedarf (Humuszehrer-Fruchtarten, die zum Abbau der organischen Substanz beitragen) und die Humusmehrung (Humusmehrer-Fruchtarten, die zur Reproduktion der organischen Substanz beitragen) zu einer ausgeglichenen Bilanz führt. Dies kann je nach Fruchtart eine Abnahme oder Zunahme der Humusmenge bedeuten. Dabei entscheidet die Höhe der Abweichung des Saldos der Humusbilanz über die Geschwindigkeit, mit der der standort- und nutzungstypische Humusgehalt erreicht wird.

Die Bewertung der Humusreproduktionsleistung beruht zum größten Teil auf Expertenabschätzungen. Dabei existieren im Wesentlichen drei Theorien:

1. Es bestehen keine wesentlichen Unterschiede zu flüssigen Wirtschaftsdüngern von Raufutterfressern. Die Humusreproduktion ist somit wie unvergorene Rindergülle zu bewerten.
2. Die leicht umsetzbaren Bestandteile beim Biogasprozess sind bereits umgesetzt. Die im Gärrückstand verbleibende organische Substanz wird dementsprechend stabiler als von vergleichbaren Rohgüllen. Danach liegt die Humus-Reproduktionsleistung des Gärrückstandes zwischen Rottemist und Kompost.
3. Das enge C/N-Verhältnis führt zu Kohlenstoffdefiziten für die Bodenmikrofauna, daher wird der Abbau organischen Bodenkohlenstoffs induziert.

Eine abschließende Bewertung und Verifizierung der Theorien steht noch aus.

Die Humusbilanzierung wurde hier nach der VDLUFA-Methode [10-17] mit den unteren Werten nach Cross Compliance durchgeführt (entsprechend Theorie 1). Für die Kalkulation wurde dieselbe Fruchtfolge wie für die Nährstoffbilanzierung zugrunde gelegt. Das Raps- und das Gerstenstroh verbleiben auf dem Feld, das Weizenstroh wird abgefahren und betriebsextern genutzt. Sämtliche Gärrückstände werden auf den Flächen des Betriebes gleichmäßig ausgebracht.

Die Bilanzen (Tabelle 10.14) zeigen, dass bei der dargestellten Fruchtfolge eine relativ hohe Humuszehrung stattfindet. Dies liegt vor allem daran, dass für die Erzeugung von Biogas die Ganzpflanze geerntet wird und kaum Nebenprodukte auf dem Acker verbleiben. Da die Gärrückstände wichtige Pflanzennährstoffe wie Stickstoff, Kalium, Phosphor und Magnesium enthalten, ist es sinnvoll und notwendig diese wieder auf den Acker auszubringen. Neben den Pflanzennährstoffen wird dem Boden mit der Gärrückstandausbringung zur Humus-Reproduktion auch Kohlenstoff zurückgeführt. Die Düngung mit dem Gärrückstand trägt zirka zu einem Drittel zur Humusreproduktion bei, der Verbleib der Erntereste der Marktfrüchte Winterraps und Wintergerste zu etwa zwei Dritteln. Insgesamt liegt für die Fruchtfolge eine ausgeglichene bis positive Humusbilanz vor. Das heißt, dass die Zufuhr von zusätzlicher Humus reproduzierender Substanz nicht notwendig ist, soweit standorttypische Humusgehalte im Boden vorliegen. Die Klassifizierung der Humussalden ist in Tabelle 10.15 dargestellt.

Daraus folgt, dass sich bei einer Reduzierung bzw. einer geringen Änderung der Gärrückstandmenge die Salden verringern können. Dies ist in der Praxis häufig dann der Fall, wenn anlagenferne Flächen zur Versorgung der Biogasanlage mit Biomasse genutzt, aber nicht oder nur in geringerem Umfang die anfallenden Gärrückstandes zurückgeführt werden.

TAB. 10.15: BEWERTUNG DER HUMUSSALDEN NACH VDLUFA 2004

kg Humus-C/ha · a	Bewertung des Humussaldos
unter -200	Sehr niedrig: ungünstige Beeinflussung von Bodenfunktionen und Ertragsleistung
-200 bis -75	Niedrig: mittelfristig tolerierbar, besonders auf humusangereicherten Böden
-75 bis 100	Ausgeglichen: empfehlenswert bei standorttypischen Humusgehalten, optimale Ertragssicherheit bei geringem Stickstoffverlust
100 bis 300	Hoch: mittelfristig tolerierbar, besonders auf humusverarmten Böden
über 300	Sehr hoch: erhöhtes Risiko für Stickstoffverluste, niedrige N-Effizienz

10.3.5 Rechtliche Einordnung des Gärrückstandes – Anforderungen und Grenzen

Die rechtlichen Anforderungen an den Einsatz von Gärrückständen als Düngemittel ergeben sich aus Dünge-, Hygiene- und Abfallrecht, jeweils in Abhängigkeit von den in der Biogasanlage eingesetzten Substraten (Wirtschaftsdünger, nachwachsende Rohstoffe, Bioabfälle und/oder tierische Nebenprodukte), den Nährstoff- und Schadstoffgehalten und der Verwendung des Gärrückstandes (Inverkehrbringen oder Eigenverwertung).

In der Tabelle 10.16 sind die geltenden Schadstoffgrenzwerte für Gärrückstände verschiedener Rechtsbereiche dargestellt.

Weitere Vorgaben mit Bedeutung für die Gärrückstandverwertung sind im Folgenden aufgeführt.

10.3.5.1 Düngerecht

Nach dem nationalen Düngerecht müssen Gärrückstände und entsprechend durch Aufbereitung hergestellte Produkte bei Inverkehrbringen in ihrer Zusammensetzung einem Düngemitteltyp nach Düngemittelverordnung (DüMV 2012) entsprechen. Gärrückstände sind, wie alle Düngemittel, den Anwendungsvorschriften der Düngeverordnung (DüV 2007) unterstellt. Sie dürfen nach DüV nur angewendet werden, wenn sie den Vorgaben der DüMV entsprechen. Ausgenommen hiervon sind Gärrückstände aus Substraten, die im eigenen Betrieb anfallen und in diesem verwendet werden, wie z. B. Wirtschaftsdünger tierischer und pflanzlicher Herkunft.

Düngemittelverordnung

Die DüMV 2012 [10-19] löst die Verordnungen von 2008, 2003 und 1999 ab und muss seit Dezember 2013 angewendet werden. In der Regel werden Gärrückstände als Wirtschaftsdünger eingestuft. Wenn weitere Einsatzstoffe wie etwa Bioabfälle vergoren werden, können Gärrückstände i. d. R. als organische NP-, NK-, PK- oder NPK-Dünger nach Anlage 1, Abschnitt 3, in den Verkehr gebracht werden, wenn die einzuhaltenden Mindest-Nährstoffgehalte von 1 % N, 0,3 % P_2O_5 und/oder 0,5 % K_2O in der TS von den Gärrückständen erreicht werden. Auch die Einstufung als Einnährstoffdünger ist darüber hinaus möglich, wenn 3 % des entsprechenden Nährstoffes N, P oder K in der TS von dem Gärprodukt erreicht wird. Darüber hinaus gelten bei

TAB. 10.16: SCHADSTOFFGRENZWERTE FÜR DÜNGEMITTEL UND NATUR- UND HILFSSTOFFE

Parameter	Einheit	EU-ÖkolandbauV (2008)[a]	AbfKlärV (1992)	BioAbfV (1998)[b]	BioAbfV (1998)[c]	DüMV (2012)
Arsen (As)	mg/kg TM	-	-	-	-	40
Thallium (Tl)	mg/kg TM	-	-	-	-	1
Blei (Pb)	mg/kg TM	45	900	150	100	150
Cadmium (Cd)	mg/kg TM	0,7	10 (5)[d]	1,5	1	1,5 (50 mg/kg P_2O_5)
Chrom (Cr)	mg/kg TM	70	900	100	70	-
Chrom (VI)-oxid (CrO_3)	mg/kg TM	0	-	-	-	2[e]
Kupfer (Cu)	mg/kg TM	70	800	100	70	900[k]
Nickel (Ni)	mg/kg TM	25	200	50	35	80
Quecksilber (Hg)	mg/kg TM	0,4	8	1	0,7	1
Zink (Zn)	mg/kg TM	200	2.500 (2.000)[d]	400	300	5.000[k]
AOX[f]	mg/kg TM	-	500	-	-	-
PCB[g]	mg/kg TM	-	0,2	-	-	30 ng WHO-TEQ[h]
PCDD/DF[i]	µg TCDD-Toxizitäts-äquivalente/kg TM	-	100	-	-	-
(PFT)[j]	mg/kg TM	-	-	-	-	0,1

[a] *Verordnung (EG) Nr. 889/2008 mit Durchführungsvorschriften zur Verordnung (EG) Nr. 834/2007; Grenzwerte gelten nur für „kompostierte und fermentierte Haushaltsabfälle“*
[b] *Bei Ausbringung von max. 20 t/ha TM in drei Jahren*
[c] *Bei Einhaltung niedrigerer Grenzwerte dürfen bis zu 30 t/ha TM in drei Jahren ausgebracht werden*
[d] *Bei Böden mit Tongehalt ‹ 5 % oder pH-Wert › 5 und ‹ 6*
[e] *Brennraumaschen aus der Verbrennung von naturbelassenem Rohholz sind von den Grenzwerten ausgenommen, wenn durch deutliche Kennzeichnung auf ihre ausschließliche Rückführung auf forstliche Standorte hingewiesen wird*
[f] *Adsorbierte organisch-gebundene Halogene*
[g] *Polychlorierte Biphenyle*
[h] *Toxizitätsäquivalent*
[i] *Polychlorierte Dibenzodioxine und -furane*
[j] *Perfluorierte Tenside*
[k] *Grenzwerte lt. DüV (Anlage 1, Abschnit 4. Nr. 4.1.1)*

Inverkehrbringen die Kennzeichnungsvorschriften der Anlage 2, Tabelle 10, DüMV (2012). Danach sind auch den Düngemitteltyp nicht charakterisierende Nährstoffe wie Schwefel und Magnesium zu kennzeichnen.

Für die Schwermetalle Arsen, Blei, Cadmium, Chrom (sechswertig), Nickel, Quecksilber und Thallium sowie den organischen Schadstoffparameter „Perfluorierte Tenside“ gelten Schwellenwerte, ab denen der jeweilige Gehalt zu deklarieren ist sowie außerdem Grenzwerte, bei deren Überschreiten kein Inverkehrbringen mehr zulässig ist. Für I-TE Dioxine und dl-PCB wurde neu ein Grenzwert jedoch ohne Schwellenwert eingeführt, der nicht für Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft und Gärrückstände ohne Bioabfallanteil gilt.

Kupfer und Zink gelten, ebenso wie Bor und Kobalt, nach Düngemittelrecht nicht als Schadstoffe, sondern als Spurenelemente. Nach dem Düngemittelrecht zulässige Substrate einer Biogasanlage sind in Anlage 2, Tabelle 7 der DüMV aufgelistet, unterteilt in pflanzliche, tierische und mineralische Stoffe sowie eine „Auffanggruppe“ mit Stoffen, die nicht den genannten Rubriken zugeordnet werden können.

Zulässige Nebenbestandteile, d.h. Aufbereitungsmittel, Anwendungshilfsmittel und auch Fremdbestandteile sind in Anlage 2, Tabelle 8, DüMV aufgelistet. Zur Gärrückstandaufbereitung evtl. eingesetzte synthetische Polymere (Flockungshilfsmittel) sind ab dem 31.12.2017 nur noch dann zulässig, sofern sich sämtliche Bestandteile und das Endprodukt mindestens um 20 % in zwei Jahren abbauen..

Die DüMV enthält in § 5 Anforderungen an die Seuchen- (keine Salmonellen in 50 g Probenmaterial) und Phytohygiene (keine Verwendung von Ausgangsstoffen pflanzlicher Herkunft, die von widerstandfähigen Schadorganismen befallen sind bzw. Hygienisierung der betreffenden Ausgangsstoffe). Es werden jedoch keine Anforderungen an die Prozessführung von Biogasanlagen bzw. die Art der hygienisierenden Vorbehandlung gestellt.

Düngeverordnung

Die DüV (2007) [10-20] beinhaltet Vorgaben zur Düngebedarfsermittlung, zum Einsatz von Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft (N-Obergrenze für Gülle, Jauche, Stallmist) und zum Nährstoffvergleich (Bilanzierung von gedüngten und mit dem Erntegut von der Fläche entfernten Nährstoffen).

N-Obergrenze: Die auf den Betriebsdurchschnitt bezogene, ebenfalls mit der DüV vorgegebene N-Obergrenze (170 kg N/ha, für Grünland 230 kg N/ha unter bestimmten Bedingungen) legt fest, welche N-Frachten aus Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft im Betriebsdurchschnitt auf die landwirtschaftlichen Nutzflächen gelangen dürfen. Für Wirtschaftsdünger tierischer

Herkunft können gasförmige N-Verluste bis zu einer tierartabhängig gestaffelten Maximalhöhe, ausgehend von der N-Fracht der tierischen Ausscheidungen, angerechnet werden. Werden in einer Biogasanlage Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft zusammen mit Energiepflanzen behandelt, bezieht sich die N-Obergrenze lediglich auf den Anteil an Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft.

Nährstoffvergleich: Zur Erstellung des Nährstoffvergleichs nach DüV als Flächen- oder aggregierte Schlagbilanz ist N aus Mineraldüngern zu 100 % anzurechnen. N aus organischen Düngern (Gülle, Jauche, Stallmist, Kompost und Gärrückstand) besitzt im Vergleich zu Mineraldüngern eine niedrigere Pflanzenverfügbarkeit. Für Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft können auch für den Nährstoffvergleich Tierart-abhängig gasförmige N-Verluste angerechnet werden, nicht jedoch für andere Biogas-Substrate. Daher führen z. B. hohe Anteile an nachwachsenden Rohstoffen bei den Substraten einer Biogasanlage zu vergleichsweise hohen anzurechnenden N-Gehalten im Gärrückstand.

Verordnung über das Inverkehrbringen und Befördern von Wirtschaftsdünger (WDüngV)

Bei Abgabe, der Beförderung und Aufnahme von Wirtschaftsdünger wie Gülle oder güllehaltigen Gärprodukten bestehen i. d. R. Aufzeichnungs-, Mitteilungs- und Meldepflichten. Demnach haben Abgeber, Beförderer sowie Empfänger von Wirtschaftsdüngern spätestens einen Monat nach Abschluss des Transportes Aufzeichnungen zu erstellen, in denen Angaben zu den betroffenen Personen und Mengen sowie Stickstoff- und Phosphatgehalte gemacht werden (Aufzeichnungspflicht). Ergeben sich die Angaben aus anderen Unterlagen (Lieferschein, Abgabeschein, Kennzeichnung etc.), brauchen keine gesonderten Aufzeichnungen erstellt zu werden. Neben der Aufzeichnungspflicht muss das Inverkehrbringen von Wirtschaftsdüngern der zuständigen Behörde einen Monat vor der erstmaligen Tätigkeit mitgeteilt werden (Mitteilungspflicht). Werden Wirtschaftsdüngern aus anderen Bundesländern oder aus dem Ausland entgegen genommen, muss der Empfänger dies bis zum 31. März des Folgejahres seiner zuständigen Behörde melden (Meldepflicht).

10.3.5.2 Hygienerecht

Biogasanlagen, die tierische Nebenprodukte inklusive Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft verwenden, unterliegen grundsätzlich den Vorgaben des Hygienerechts, die Gärrückstände demzufolge den darin aufgeführten Hygieneanforderungen.

Das Hygienerecht umfasst die Verordnungen (EU) Nr. 1069/2009 und (EU) Nr. 142/2011 [10-21] mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte, das national geltende „Tierische Nebenprodukte-Beseitigungsgesetz“ (TierNebG 2004) sowie die „Tierische Nebenprodukte-Beseitigungsverordnung“ (TierNebV 2006) [10-22]. Letztere erläutern die Umsetzung der direkt wirksamen Verordnungen, wurden jedoch bisher noch nicht an die Verordnungen (EU) Nr. 1069/2009 und (EU) Nr. 142/11 angepasst.

Die TierNebV differenziert die Anforderungen an die Gärrückstände in Abhängigkeit vom eingesetzten Substrat und der Art der Verwendung (Eigenverwertung bzw. überbetrieblich).

10.3.5.3 Abfallrecht

Sofern Bioabfälle in Biogasanlagen eingesetzt werden, gelten für den entstehenden Gärrückstand die Anforderungen der Bioabfallverordnung (BioAbfV 1998) [10-23].

Bioabfallverordnung

Abfälle, die tierische Bestandteile enthalten, sind in der überwiegenden Mehrzahl dem Hygienerecht unterstellt. Eine Ausnahme bilden nach TierNebV (2006) die „Abfälle aus der Biotonne“ und „Fettabscheider und Flotatschlämme“ (s. o.). Die Bioabfallverordnung (BioAbfV, 1998) regelt demnach vorwiegend Stoffe pflanzlicher Herkunft. Viele Stoffe, die der Biomasseverordnung 2012 (Anlage 1 zu § 2a Absatz 2) zugeordnet werden, können auch als Bioabfälle eingestuft werden. Damit gelten die Vorgaben der BioAbfV im Hinblick auf die Behandlung der eingesetzten Substrate (Prozessprüfung und -überwachung, vgl. Kap. 7.5) und die Verwendung des Gärrückstands.

Die BioAbfV enthält maximale, qualitätsbezogene Aufbringungsmengen sowie Schwermetallgrenzwerte für Bioabfälle und – bezogen auf die Bodenart – für landwirtschaftlich, gärtnerisch oder forstwirtschaftlich genutzte Böden.

Mit der Novelle 2012 der BioAbfV wurden insbesondere die Liste der zugelassenen Ausgangsstoffe sowie die phyto- und seuchenhygienischen Kriterien für den Betrieb einer Anlage zur Behandlung von Bioabfällen überarbeitet.

10.4 Aufbereitung von Gärrückständen

Die Anzahl und Größe von Biogasanlagen haben in der Bundesrepublik Deutschland in den letzten Jahren stark zugenommen. Hinzu kommt eine Intensivierung der Tierhaltung, die auch in Regionen mit bereits hoher Viehdichte stattfindet. Dies führt zu einem regional hohen Anfall an Wirtschaftsdüngern, so dass Gärrückstände häufig vor Ort nicht mehr sinnvoll als Dünger genutzt werden können. Diese Dünger bergen nicht nur ein hohes Nährstoffpotenzial, sondern können auch natürliche Stoffkreisläufe überlasten, wenn sie nicht sachgemäß verwendet werden. Um dieses Nährstoffpotenzial effektiv zu nutzen, kann es notwendig und nützlich sein, die Nährstoffe aufzukonzentrieren, um ein transportwürdiges Düngemittel zu erhalten, welches in Regionen ohne Nährstoffüberschüsse eingesetzt werden kann.

Im Folgenden wird der aktuelle Stand der Technologien und Verfahren zur Nährstoffabtrennung aus Gärrückständen beschrieben. Der Grad der möglichen Nährstoffkonzentration sowie die Kosten und die Funktionalität der Verfahren werden erfasst und die Verfahren bewertet. Durch einen Vergleich der Verfahren mit aktuellen Kosten der Gärrückstandverwertung wird die Praxistauglichkeit der Verfahren betrachtet.

10.4.1 Aufbereitungstechniken

Die einfachste Art der Verwertung von Gärrückständen ist deren Ausbringung zur Düngung landwirtschaftlicher Flächen ohne vorangegangene Aufbereitung. In immer mehr Regionen ist eine solche Verwertung betriebsnah nicht oder nur in eingeschränktem Maße möglich. Hohe Pachtpreise für geeignete Flächen oder weite Transportstrecken und somit hohe Transportkosten können eine wirtschaftlich sinnvolle Verwertung erschweren.

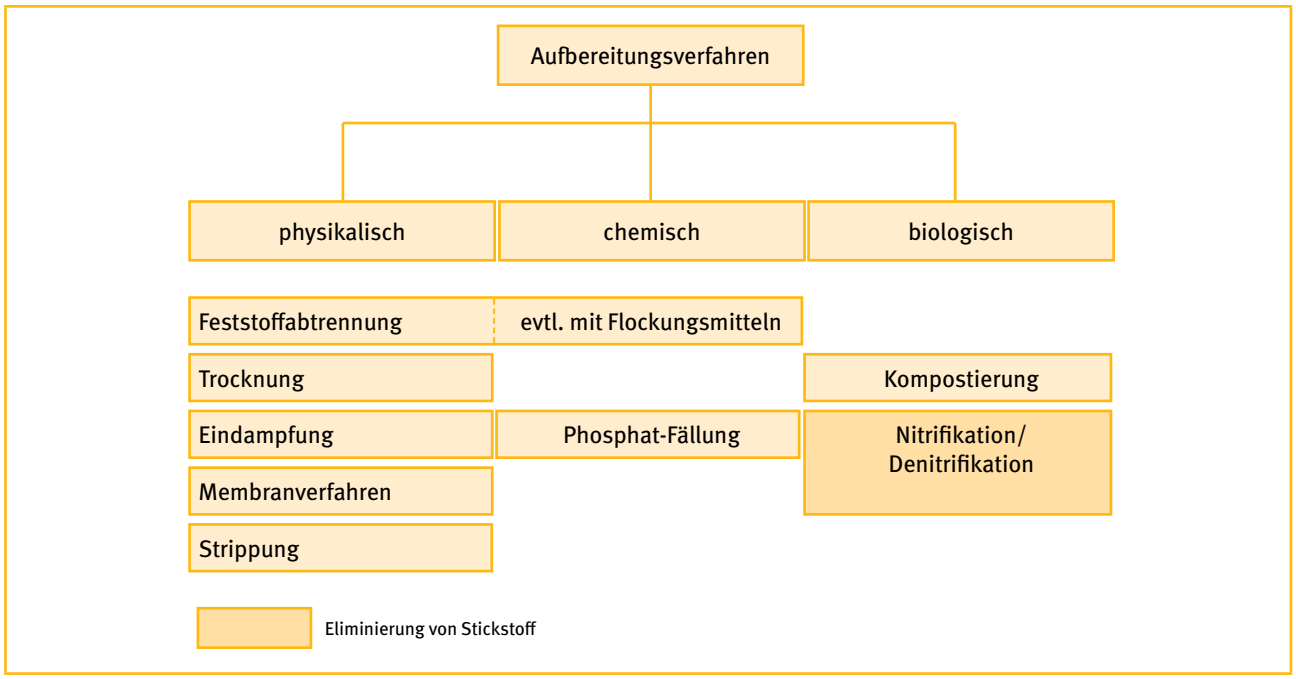


Abb. 10.7: Klassifizierung der Aufbereitungsverfahren nach prinzipiellen Verfahrensabläufen

Zur Erhöhung der Transportwürdigkeit der Gärrückstände werden verschiedene Verfahren verwendet bzw. entwickelt, die auf physikalischen, chemischen oder biologischen Prozessen beruhen können (Abb. 10.7).

Im Weiteren werden nur physikalische Verfahren betrachtet.

10.4.1.1 Gärrückstandverwertung ohne Aufbereitung (Lagerung des unbehandelten Gärrückstandes und Ausbringung)

Im Sinne einer Kreislaufführung von Nährstoffen ist die Ausbringung von Gärrückständen auf den Anbauflächen der zur Vergärung eingesetzten nachwachsenden Rohstoffe wünschenswert. Im Regelfall liegen diese Flächen in unmittelbarer Nähe der Biogasanlage, so dass die entstehenden Transportwege gering sind und sowohl Transport als auch Ausbringung mit demselben Fahrzeug ohne Umladen (einphasig) kostengünstig durchgeführt werden können. Bei Transportentfernungen ab etwa 5 km werden Transport und Ausbringung mit getrennter Mechanisierung durchgeführt. Allgemein gilt, dass mit steigender Transportentfernung die Kosten beider Verfahren deutlich ansteigen, da die Nährstoffgehalte der Gärrückstände bezogen auf deren Transportmasse verhältnismäßig gering sind. Die Ziele eine Gärrückstandaufbereitung sind daher die Reduktion des inerten Wasseranteils und die gezielte Aufkonzentration von Nährstofffraktionen.

10.4.1.2 Feststoffabtrennung

Die Feststofftrennung ist das grundlegende Verfahren der Gärrückstandaufbereitung. Vorteile der Feststoffabtrennung sind die Reduzierung des Lagervolumens für flüssige Gärrückstände und die Verminderung von Sink- und Schwimmschicken bei der Lagerung. Vor allem aber kommt es zu einer Auftrennung der Nährstoffe, da der lösliche, mineralische Stickstoff vor allem in der Flüssigphase verbleibt, während organisch gebundener Stickstoff und Phosphor zum Großteil mit der Festphase abgeschieden werden. Die separierte, TS-arme Flüssigphase kann ausgebracht oder weiter aufbereitet werden, während die separierten Feststoffe kompostiert oder getrocknet werden können. Abhängig vom erforderlichen Trenngrad werden vor allem Pressschneckenseparatoren, Siebtrommel- oder Siebbandpressen und Dekanter eingesetzt.

Die Abscheideleistung aller Verfahren wird stark von den Eigenschaften des Gärrückstandes und den Einstellungen am Separator beeinflusst. Je höher der TS-Gehalt des Gärrückstandes ist, desto größer sind die erreichbare Volumenreduzierung und die Abscheidung von Phosphor und organischem Stickstoff mit der Festphase. Mit Pressschneckenseparatoren können Trockensubstanzgehalte von 30 % in der Festphase erreicht werden, mit Dekantern ist dies in der Regel nicht möglich, jedoch können nur mit diesem Verfahren TS-Gehalte unter 3 % in der Flüssigphase erreicht werden, wie sie Vorausetzung für manche weiterführende Verfahren zur Aufbereitung der Flüssigphase sind. Allerdings benötigen Dekanter eine konstante Zusammensetzung des Eintrittsmaterials, und unterliegen im Vergleich zu Separatoren einem höheren Verschleiß und Energieverbrauch.

Zur Verbesserung der Abscheideleistung in der Separation werden z. T. Flockungsmittel eingesetzt. Hierbei sind düngemittelrechtliche Fragen zu berücksichtigen.

10.4.1.3 Weitergehende Behandlung der Festphase

Eine unmittelbare Ausbringung der abgetrennten Festphase ist möglich. Da es hierbei jedoch zur Immobilisierung von Stickstoff, Geruchsentwicklung oder der Verbreitung von Unkrautsamen kommen kann, werden die abgetrennten Feststoffe in der Regel weiterführenden Behandlungen unterzogen.

Kompostierung

Die Kompostierung ist eine aerobe Behandlung organischer Ab-

fälle mit dem Ziel der Stabilisierung organischer Komponenten, der Abtötung von pathogenen Keimen und Unkrautsamen sowie der Elimination von geruchsintensiven Verbindungen. Dem zu kompostierenden Gärrückstand muss in ausreichender Menge Sauerstoff zugeführt werden. Da es sich bei Gärrückstand um ein eher strukturarmes Material handelt, muss für eine erfolgreiche Kompostierung Strukturmaterial (z. B. Rindenmulch) zugegeben oder das Material häufig umgesetzt werden.

Durch den anaeroben Abbau von Kohlenstoff in der Biogasanlage ist die Selbsterwärmung während der Kompostierung im Vergleich zu unbehandeltem organischem Material vermindert. Es werden während der Kompostierung nur Temperaturen bis zu 55 °C erreicht und nicht 75 °C, wie sie für eine erfolgreiche Hygienisierung notwendig wären. Der anfallende Kompost kann, vergleichbar zu herkömmlichen Kompost, unmittelbar als Bodenverbesserer eingesetzt werden [10-24].

Trocknung

Einige, schon in anderen Bereichen zur Trocknung etablierte Verfahren, können hierfür angewendet werden. Dies sind z. B. Trommel-, Band- oder Schubwendetrockner. In den meisten Trocknersystemen wird die Wärme durch heiße Luft übertragen, die das Trockengut über- oder durchströmt. Hierfür bietet sich bei Biogasanlagen die Nutzung von Abwärme an, falls diese nicht anderweitig genutzt werden kann. Diese Möglichkeit gewinnt mit der nach EEG 2012 vorgeschriebenen Mindestwärmenutzung zunehmend an Bedeutung.

Das in der Festphase enthaltene Ammonium geht bei der Trocknung zum großen Teil als Ammoniak in die Trocknerabluft über. Aus diesem Grund kann zur Verhinderung von Ammoniakemissionen eine Abluftbehandlung notwendig sein. Ebenso kann es zur Emission von Geruchsstoffen kommen, die nach Möglichkeit in einer gekoppelten Abluftreinigung aus dem Abluftstrom entfernt werden sollten (vgl. Kap. 3.2.5).

Trockensubstanzgehalte von mindestens 80 % in der Festphase sind durch die Trocknung erreichbar. Hierdurch wird sie lager- und transportfähig.

10.4.1.4 Weitergehende Behandlung der Flüssigphase

Die geringeren TS-Gehalte der separierten Flüssigphase erleichtern die Lagerung und Ausbringung im Vergleich zum unbehandelten Gärrückstand. Häufig ist jedoch eine weitere Volumenreduzierung bzw. Nährstoffanreicherung in der Flüssigphase erwünscht, welche durch die folgenden Verfahren erreicht werden kann.

Membrantechnik

Die Behandlung von organisch stark belastetem Wasser mit Membranverfahren ist im Bereich der Abwasserreinigung schon weit verbreitet. Dies hat dazu geführt, dass dieses Verfahren der Vollaufbereitung bereits verhältnismäßig gut auf Gärrückstände angepasst werden konnte und schon auf einzelnen Biogasanlagen angewendet wird. Im Gegensatz zu den meisten anderen Verfahren der Gärrückstandaufbereitung benötigt dieses Verfahren keine Wärme. Somit kann die Membrantechnik auch auf Anlagen angewendet werden, die an ein Mikrogasnetz oder eine Gasaufbereitung angeschlossen sind und somit über keine überschüssige Wärme verfügen.

Die Membrantechnik besteht aus einer Kombination von Filtrationsverfahren mit abnehmender Porengröße, gefolgt von einer Umkehrosmose, aus der ein einleitfähiges Permeat und ein stark mit Nährstoffen angereichertes Konzentrat entsteht. Das Konzentrat ist reich an Ammonium und Kalium, während der Phosphor vor allem in der Ultrafiltration zurückgehalten wird und im Retentat vorliegt. Das Permeat der Umkehrosmose ist weitgehend nährstofffrei und erreicht Einleiterqualität. Bei den Berechnungen wurde davon ausgegangen, dass die beiden nährstoffreichen Flüssigphasen gemeinsam in einer Mischung ausgebracht werden.

Um ein frühzeitiges Verstopfen der Membranen zu verhindern sollte der TS-Gehalt in der Flüssigphase einen Wert von 3 % nicht überschreiten. Dies erfordert in den meisten Fällen eine Fest-Flüssig-Trennung mit einem Dekanter.

Eindampfung

Die Eindampfung von Gärrückständen ist für Biogasanlagen interessant, die über einen hohen Überschuss an Wärme verfügen, da etwa 300 kWh_{th}/m^3 verdampftes Wasser benötigt werden. Für Anlagen, die mit einem größeren Anteil Gülle betrieben werden, und somit im Verhältnis zur erzeugten Energie ein großes Gärrückstandvolumen haben, ist dieses Verfahren nur mit Einschränkungen anwendbar. Für die hier berechnete Modellanlage kann, bei einem Massenanteil von 50 % Gülle im Substratinput, nur 70 % der benötigten Wärme durch die Biogasanlage bereit gestellt werden. Bisherige Betriebserfahrungen für Gärrückstand-Eindampfungsanlagen sind nur in geringem Maße vorhanden.

Das Verfahren erfolgt meist in einem mehrstufigen Prozess. Zunächst wird das Material erwärmt und anschließend die Temperatur bei Unterdruck schrittweise bis zum Siedepunkt erhöht. Um Ammoniak-Verluste zu vermeiden wird der pH-Wert in der Flüssigphase durch Säurezugabe gesenkt. Technische Probleme im Betrieb können durch Verstopfung und Korrosion der eingesetzten Wärmetauscher auftreten. In einer Vakuum-Eindampfanlage wird die Menge des Gärrückstandes um rund 70 % reduziert. Die Erwärmung der Gärrückstände während der Eindampfung auf 80–90 °C ermöglicht eine Hygienisierung im Rahmen des Prozesses.

Durch eine Eindampfung können im Vergleich zum Zulauf im Konzentrat bis zu 4fach höhere Feststoffkonzentrationen erreicht werden, der Lagerungs- und Transportaufwand reduziert sich entsprechend. Allerdings ist eine direkte Einleitung des gereinigten Kondensats in den Vorfluter nicht möglich, da die gesetzlichen Grenzwerte nicht eingehalten werden können.

Strippung

Die Strippung bezeichnet ein Verfahren, bei dem Inhaltsstoffe aus Flüssigkeiten entfernt werden, indem Gase (Luft, Wasserdampf, Rauchgas etc.) durch die Flüssigkeit geleitet und die Inhaltsstoffe in die Gasphase überführt werden. Ammonium wird hierbei in Ammoniak überführt. Dieser Prozess kann durch Temperaturerhöhungen und pH-Wert-Erhöhungen unterstützt werden. Dies wird z. B. bei der Dampfstrippung genutzt, da mit zunehmender Temperatur der erforderliche Gasvolumenstrom abnimmt. In einem nachgeschalteten Desorptionsschritt wird das in der Gasphase befindliche Ammoniak in ein verwertbares

TAB. 10.17: NÄHRSTOFFGEHALTE DER FRAKTIONEN, MODELLHAFT BERECHNET FÜR DIE AUFBEREITUNGSVERFAHREN

Aufbereitungsverfahren	Fraktion	Massenanteil	N_{org}	NH_4-N	P_2O_5	K_2O
		%	kg/t	kg/t	kg/t	kg/t
Unbehandelt	Flüssig		2,0	3,6	2,1	6,2
Separierung	Fest	12	4,9	2,6	5,5	4,8
	Flüssig	88	1,6	3,7	1,6	6,4
Bandtrockner	Fest	5	13,3	0,7	14,9	12,9
	Flüssig	88	1,6	3,7	1,6	6,4
	Abluft	7	-	-	-	-
Membran	Fest	19	4,9	4,4	6,8	4,5
	Flüssig	37	2,8	7,4	2,1	14,4
	Abwasser (gereinigt)	44	Grenzwerte zur Direkteinleitung in Vorfluter erreicht			
Verdampfung	Fest	19	4,9	4,4	6,8	4,5
	Flüssig	31	3,4	8,9	2,5	17,3
	Prozesswasser	50	nicht geeignet zur Einleitung in Vorfluter			
Strippung	Fest	27	6,8	3,5	7,5	21,7
	Flüssig (ASL)	3	0,0	80,6	0,0	0,0
	Prozesswasser	70	nicht geeignet zur Einleitung in Vorfluter			

ASL: Ammoniumsulfatlösung

TAB. 10.18: SCHADSTOFFGRENZWERTE FÜR DÜNGEMITTEL UND NATUR- UND HILFSSTOFFE

	Separierung	Trocknung	Membrantechnik	Eindampfung	Strippung
Funktionssicherheit	++	+/o	+	o	o
Stand der Umsetzung	++	+	+	o	o
Kosten	+	+/o	o/-	o	+/o
Verwertbarkeit der Produkte					
Festphase	o	+/o	o	o	o
Flüssig (nährstoffreich)	o	o	+	+	++
Flüssig (nährstoffarm)			+	o	o

++ = sehr gut, + = gut, o = mittel, - = schlecht

bzw. entsorgungsfähiges Produkt überführt. Die Desorption von NH_3 aus dem Gasstrom kann über Kondensation, Wäsche mit Säuren, oder durch Reaktion mit einer wässrigen Lösung aus Gips erfolgen. Die Endprodukte der Desorption sind in der Regel Ammoniumsulfat bzw. Ammoniakwasser.

Wie bei der Verdampfung ist das Erreichen der gesetzlichen Grenzwerte zur Einleitung des gereinigten Wassers nach derzeitigem Stand nicht gewährleistet.

10.4.2 Verwertung der aufbereiteten Gärrückstände

Die **Feststoffe** aus der Separierung sind ihren Eigenschaften nach mit Frischkompost vergleichbar und können wie dieser als Dünger und zur Erhöhung der Gehalte an organischer Substanz in Böden eingesetzt werden. Die Bundesgütegemeinschaft Kompost hat Qualitätskriterien für feste Gärrückstände entwickelt und vergibt ein Gütesiegel. Allerdings wird Frischkompost vor allem in der Landwirtschaft eingesetzt, da es bei dessen Lagerung und Ausbringung zu Geruchsentwicklung kommen kann. Ein marktfähiges Produkt entsteht erst durch die Stabilisierung der Gärrückstände z. B. durch Kompostierung. Diese ist jedoch mit ca. 40 €/t Feststoff nicht wirtschaftlich zu betreiben. Eine Alternative hierzu ist die Trocknung der Feststoffe wie oben beschrieben. Hierbei entsteht ein lager- und transportfähiges Produkt, das zu gezielten Applikation von P und K (vgl. Tabelle 10.17) auf Flächen mit hoher Stickstoffbelastung genutzt werden kann.

Auch eine Verbrennung der getrockneten Feststoffe ist möglich. Allerdings sind Gärrückstände als Regelbrennstoff nach BImschV ausgeschlossen, sobald Gülle oder Kot mit vergoren wird. In diesem Fall wäre eine Sondergenehmigung mit umfangreichen Auflagen notwendig. Für Gärrückstände rein pflanzlichen Ursprungs ist der Regelungsbedarf unklar.

Die **Flüssigphase aus der Separation** wird in einigen Biogasanlagen z. T. als Rezirkulat verwendet. Der verringerte TS-Gehalt ermöglicht darüber hinaus eine exaktere Ausbringung mit geringeren NH_3-Verlusten. Durch die geringeren P-Gehalte im Vergleich zu unbehandelten Gärrückständen, lassen sich in Regionen mit intensiver Tierhaltung größere Mengen betriebsnah verwerten, da dort die Ausbringung in der Regel durch die P-Gehalte der Böden limitiert ist. Probleme von regionalen Stickstoff-Überschüssen lassen sich meist nur durch eine weitere Aufbereitung der Flüssigphase lösen, da durch alleinige Separation keine Verringerung der Transportvolumina erreicht wird.

Für die **nährstoffhaltigen Aufbereitungsprodukte der Flüssigphase** ist eine Vermarktung häufig nur eingeschränkt möglich. Die Nährstoffkonzentrationen liegen zwar über denen von Gärrückständen (Tabelle 10.17), was ihre Transportwürdigkeit erhöht, jedoch meist deutlich unter denen von mineralischen Düngemitteln. Dies kann in manchen Fällen die Verwertung erschweren, da keine geeignete Ausbringtechnik vorhanden ist. Eine Ausbringung mit Schleppschlauchverteilern, wie sie zur Ausbringung von Gülle und Gärrückständen verwendet wird, benötigt genügend hohe Ausbringmengen, um eine gleichmäßige Verteilung der Nährstoffe auf der Fläche zu ermöglichen. Mineralische Flüssigdünger, wie z. B. Ammoniumharnstoff-Lösung mit einem N-Gehalt von 28 % werden häufig mit Pflanzenschutzspritzen ausgebracht, die jedoch meist über begrenzte Ausbringkapazitäten verfügen. Ausbringmengen, die deutlich über 1 m^3/ha liegen sind mit Standardtechnik schwer zu verwirklichen.

Die Ammoniumsulfatlösung (ASL) aus der Strippung kommt den Anforderungen an ein verwertbares Aufbereitungsprodukt am Nächsten. Sie hat einen N-Gehalt von nahezu 10 % und wird bereits als Produkt der Abluftreinigung und Nebenprodukt der Chemischen Industrie in größeren Mengen in der Landwirtschaft als Düngemittel vermarktet.

Für die **nährstoffabgereicherten bzw. nährstofffreien Aufbereitungsprodukte der Flüssigphase** wurden in den wirtschaftlichen Berechnungen keine Verwertungskosten oder -erlöse angenommen. Erlöse sind hier möglich, wenn Abnehmer gefunden werden, die Prozesswasser benötigen. Am ehesten erscheint dies für die Membrantechnik möglich, bei der ein vorfluterfähiges Permeat aus der Umkehrosmose anfällt. Für alle nahezu nährstofffreien Produkte wäre eine Verregnung oder Nutzung zur Bewässerung möglich, für Produkte mit Direkteinleitererlaubnis auch die Einleitung in ein Gewässer. Sind diese Möglichkeiten nicht gegeben, ist ein Anschluss an eine Kläranlage mit entsprechenden hydraulischen und biologischen Kapazitäten notwendig. Hierdurch entstehen zusätzliche Kosten, die berücksichtigt werden müssen.

10.4.3 Vergleich der Gärrückstandaufbereitungsverfahren

Die hier dargestellten Aufbereitungsverfahren für Gärrückstände unterscheiden sich stark in ihrer bisherigen Verbreitung und Funktionssicherheit (Tabelle 10.18). Die Verfahren der Gärrückstandseparierung entsprechen dem Stand der Technik und werden bereits häufig angewendet. Bei einer Teilaufbereitung kommt es allerdings in der Regel zu keiner Reduzierung der auszubringenden Mengen und der Aufwand für die Ausbringung der Gärrückstände erhöht sich.

Die Verfahren zur Trocknung der Festphase sind bereits in anderen Anwendungsbereichen etabliert und werden für die Gärrückstandtrocknung angepasst. Hierbei sind nur geringe technische Probleme zu erwarten. Allerdings ist die Trocknung der Gärrückstände nur wirtschaftlich interessant, wenn der Gärrückstand nach der Trocknung gewinnbringenden Verwertungspfaden zugeführt wird oder keine andere Nutzungsmöglichkeit für die Abwärme der Biogasanlage besteht.

Die Verfahren zur Behandlung der Flüssigphase entsprechen noch nicht dem Stand der Technik und es wird ein hoher Entwicklungsbedarf gesehen. Am weitesten fortgeschritten ist die Technik in den Membranverfahren. Hier gibt es mehrere Anbieter auf dem Markt und Referenzanlagen, die sich in einem weitgehend störungsarmen Betrieb befinden. Trotzdem besteht auch hier noch Entwicklungspotenzial, um durch Veränderungen im Verfahren Energieaufwand und Verschleiß zu reduzieren. Hier sind z. B. bereits Verbesserungen der Feststoffabtrennung in der Entwicklung, welche die Standzeit von Membranen erhöhen und den Energieaufwand reduzieren sollen.

Verfahren zur Eindampfung und Strippung sind im großtechnischen Dauerbetrieb noch nicht so weit fortgeschritten. Aus diesem Grund sind die ökonomische Abschätzung und die zu erwartende Qualität der Produkte noch mit größeren Unsicherheiten behaftet und die technischen Risiken vergleichsweise hoch.

10.5 Literaturverzeichnis

[10-1] Döhler, H.; Schießl, K.; Schwab, M. (1999): BMBF – Förderschwerpunkt, Umweltverträgliche Gülleaufbereitung und -verwertung. KTBL Arbeitspapier 272. KTBL Darmstadt.

[10-2] LTZ (2008): Inhaltsstoffe in Gärprodukten und Möglichkeiten zu ihrer geordneten pflanzenbaulichen Verwertung. Projektbericht, Landwirtschaftliches Technologiezentrum Augustenberg (LTZ).

[10-3] KTBL (2005): Schwermetalle und Tierarzneimittel in Wirtschaftsdüngern. KTBL-Schrift 435, 79 S.

[10-4] Klingler, B. (1996): Hygienisierung von Gülle in Biogasanlagen. In: Biogas-Praxis Grundlagen-Planung- Anlagenbau-Beispiele. Ökobuch Staufen bei Freiburg: 141

[10-5] Philipp, W.; Gresser, R.; Michels, E.; Strauch, D. (1990): Vorkommen von Salmonellen in Gülle, Jauche und Stallmist landwirtschaftlicher Betriebe in einem Wasserschutzgebiet.

[10-6] Steinmöller, S.; Müller, P.; Pietsch, M. (2007): Phytohygienische Anforderungen an Klärschlämme – Regelungsnotwendigkeiten und -möglichkeiten. In: Perspektiven der Klärschlammverwertung, Ziele und Inhalte einer Novelle der Klärschlammverordnung. KTBL-Schrift 453, KTBL, Darmstadt

[10-7] Döhler et al. (2002): Anpassung der deutschen Methodik zur rechnerischen Emissionsermittlung an internationale Richtlinien sowie Erfassung und Prognose der Ammoniakemissionen der deutschen Landwirtschaft und Szenarien zu deren Minderung bis zum Jahre 2010, Berlin

[10-8] FNR (2009): Ergebnisse des Biogasmessprogramm II, Gülzow

[10-9] Clemens, J.; Wolter, M.; Wulf, S.; Ahlgrimm, H.-J. (2002): Methan- und Lachgas-Emissionen bei der Lagerung und Ausbringung von Wirtschaftsdüngern, in: KTBL-Schrift 406, Emissionen der Tierhaltung, S. 203–214

[10-10] Roth, U.; Niebaum, A.; Jäger, P. (2006): Gasdichte Abdeckung von Gärrestlagerbehältern – Prozessoptimierung und wirtschaftliche Einordnung. In: KTBL-Schrift 449 (2006): Emissionen der Tierhaltung. Messung, Beurteilung und Minderung von Gasen, Stäuben und Keimen. KTBL, Darmstadt, 328 S.

[10-11] Niebaum, A.; Roth, U.; Döhler, H. (2008): Bestandsaufnahme bei der Abdeckung von Gärrestlagerbehältern. In: Emissionsvermeidung beim Betrieb von Biogasanlagen: KRdL-Expertenforum, 04. November 2008, Bundesministerium für Umwelt,

Naturschutz und Reaktorsicherheit, Bonn. Düsseldorf: Kommission Reinhaltung der Luft im VDI und DIN, 6 S.

[10-12] Döhler, H. (1996): Landbauliche Verwertung stickstoffreicher Abfallstoffe, Komposte und Wirtschaftsdünger. In Wasser und Boden, 48 Jahrgang. 11/1996

[10-13] ASUE (Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V.), Energiereferat der Stadt Frankfurt (2005): BHKW-Kenndaten 2005 – Module, Anbieter, Kosten. Broschüre, Kaiserslautern

[10-14] Döhler, H.; Menzi, H.; Schwab, M. (2001): Emissionen bei der Ausbringung von Fest- und Flüssigmist und Minderungsmaßnahmen, KTBL/UBA – Symposium, Kloster Banz.

[10-15] Gutser, R. (2008): Optimaler Einsatz moderner Stickstoffdünger zur Sicherung von Ertrag und Umweltqualität, Vortrag vom 02.02.2006 zur Fachtagung Düngung in Bösleben (TU München)

[10-16] KTBL (2009): Strompreise aus Biomasse – Vergütungsrechner für Strom aus Biogas. www.ktbl.de/index.php?id=360

[10-17] Körschens, Martin et al. (2004): Methode zur Beurteilung und Bemessung der Humusversorgung von Ackerland. VDLUFA Standpunkt, Bonn

[10-18] EEG (2008): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG). 25 Oktober 2008, BGBl. I: 2074

[10-19] DüngemittelV (2012): Verordnung über das Inverkehrbringen von Düngemitteln, Bodenhilfsstoffen, Kultursubstraten und Pflanzenhilfsmitteln (Düngemittelverordnung, DüMV). 5. Dezember 2012, BGBl. I. S. 2482

[10-20] DüV (2012): Verordnung über die Anwendung von Düngemitteln, Bodenhilfsstoffen, Kultursubstraten und Pflanzenhilfsmitteln nach den Grundsätzen der guten fachlichen Praxis beim Düngen. Neufassung der Düngeverordnung (24.2.2012); BGBl. I. S. 212

[10-21] 1774/2002 (2002): Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 3. Oktober 2002 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte (Abl. L 273 vom 10.10.2002)

[10-22] TierNebV (2012): Verordnung zur Durchführung des Tierische Nebenprodukte-Beseitigungsgesetzes (Tierische Nebenprodukte-Beseitigungsverordnung – TierNebV) vom 23. April 2012, BGBl. I. S. 611

[10-23] BioAbfV (2012): Verordnung über die Verwertung von Bioabfällen auf landwirtschaftlich, forstwirtschaftlich und gärtnerisch genutzten Böden (Bioabfallverordnung – BioAbfV) vom 23. April 2012, BGBl. I. S. 2955

[10-24] Ebertseder, T. (2007): Düngewirkung von Kompost und von flüssigen Gärrückständen im Vergleich. Humus und Kompost 172008, S, 64–67,

[10-25] Faustzahlen Biogas (2009), 2. überarbeitete Auflage, KTBL (Hrsg.), Darmstadt

[10-26] KTBL (2012): Betriebsplanung Landwirtschaft 2012/2013. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (Hrsg.), Darmstadt

[10-27] Humboldt-Universität zu Berlin (2012): Untersuchungen zum phytosanitären Risiko durch die anaerobe Vergärung von pflanzlichen Biomassen in Biogasanlagen. Abschlussbericht zum Forschungsprojekt 22013207, Berlin

Abb. 10.8: Gärrückstandsausbringung [Stefan Thiermayer – Fotolia]

11 UMSETZUNG EINES PROJEKTES

Die Umsetzung und somit die Realisierung eines Biogasprojektes umfasst alle Arbeiten beginnend mit der Idee, mit der Untersuchung der Machbarkeit, die Anlagenplanung bis zur Aufnahme des Anlagenbetriebs. Während der Umsetzung von Biogasprojekten kann der Projektinitiator (z. B. Landwirt) in Abhängigkeit seines Engagement und der verfügbaren personellen und finanziellen Ressourcen unterschiedliche Projektphasen in Eigenleistung übernehmen. Die einzelnen Phasen der Ideenfindung, der Machbarkeitsuntersuchung, die sich anschließende Investitionsvorbereitung sowie die Planungsschritte zur Genehmigung und Anlagenbau mit Inbetriebnahme sind in Abbildung 11.1 dargestellt.

Um einen umfassenden Überblick über diese Realisierungsschritte zu geben und die wesentlichen Detailarbeiten darzustellen, werden sie in den nachfolgenden Abschnitten überwiegend in Form von übersichtlichen Checklisten zusammengefasst.

Abb. 11.1: Realisierungsschritte eines Projektes zur Biogasgewinnung und -nutzung

11.1 Idee und Projektskizze

Ist die Idee für ein Biogasprojekt entstanden, empfiehlt sich für den Projektinitiator als Grundlage für das Vorgehen bei der Ideenumsetzung die Erstellung einer Projektskizze, die die erste Basis für eine Projektbeurteilung sein sollte. Die Projektskizze ist sowohl die Grundlage für die standortspezifische technische Umsetzbarkeit, für die Beurteilung der prinzipiellen Finanzier- und Förderbarkeit des Vorhabens als auch für die Herstellung erster wichtiger Kontakte zu potenziellen Planungsbüros. Es wird empfohlen, sich vorab Informationen von Biogasanlagenbetreibern über das Planungsprozedere sowie den Betrieb der Anlage insbesondere mit gleichartig geplantem Substrateinsatz einzuholen.

Bei Biogasprojekten ist von Bedeutung, dass die Betrachtung auf das Gesamtsystem von der Substratverfügbarkeit über die eigentliche Biogaserzeugungsanlage bis hin zur Energieverteilung zum Abnehmer erfolgt. Dabei ist wichtig, dass die in der Abbildung 11.2 dargestellten drei Teilbereiche von Beginn an mit dem gleichen Detaillierungsgrad betrachtet werden, mit dem Ziel einer belastbaren Erstbewertung der Projektidee.

Um unnötige Zusatzbelastungen in späteren Planungsschritten zu vermeiden, sollte die Erstellung der Projektskizze in folgenden Arbeitsschritten durchgeführt und unter Zuhilfenahme der in dem vorliegenden Leitfaden zur Verfügung gestellten Kalkulationsgrundlagen (vgl. Kapitel 8) evaluiert werden:

1. Ermittlung und Prüfung der verfügbaren Substratmenge; Festlegung der Biomasse-Bereitstellungskette,
2. Grobe technische Anlagenauslegung,
3. Prüfung der verfügbaren Flächen,
4. Abschätzung von Kosten, Förderung und Wirtschaftlichkeit,
5. Prüfung des Energieabnahmekonzeptes und
6. Abschätzung der Genehmigungsfähigkeit und Akzeptanz der Anlage.

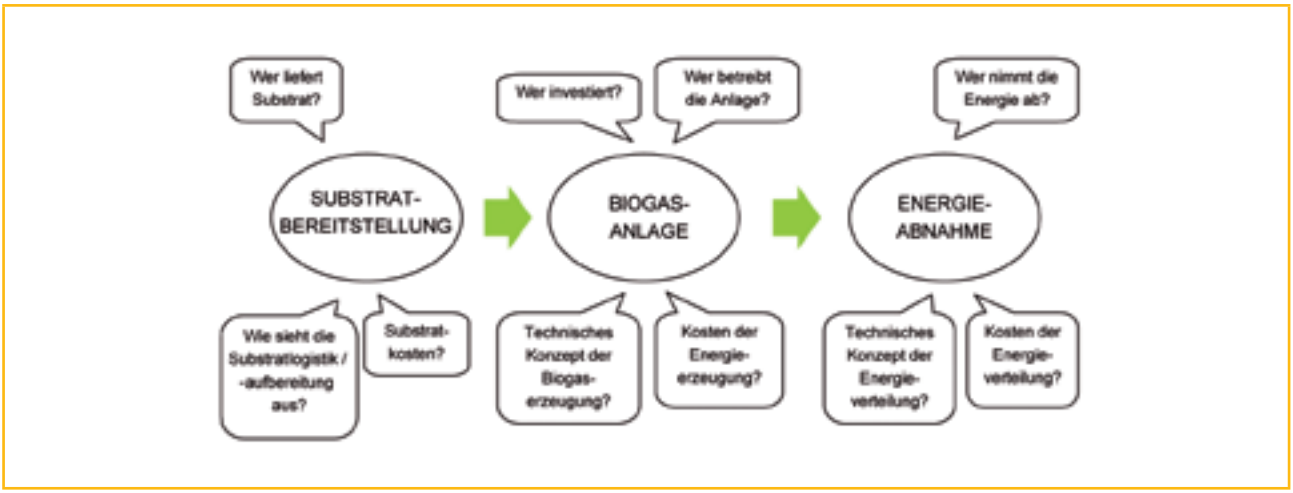


Abb. 11.2: Gesamtsystem eines Biogasanlagenvorhabens

1. Schritt: Erstellung der Projektskizze	
Langfristig verfügbare Substrate prüfen	Welche **hofeigenen** Substrate stehen langfristig zur Verfügung? Werde ich meinen Betrieb mittelfristig/langfristig verändern? Was wird das für Auswirkungen auf meine Biogasanlage haben? (biologisch/stofflich, verfahrenstechnisch, energetisch) Kann ich auf Substrate **außerhalb** meines Betriebes langfristig zählen? Ist die Verwertung von diesen Substraten im Rahmen der gesetzlichen Anforderungen lohnend? (Frage der Verhältnismäßigkeit)
Besichtigung von Biogasanlagen	Anlagenbesichtigungen als Erfahrungsplattform und Informationsportal nutzen! Welche baulichen Möglichkeiten bietet der Markt? Wo treten bauliche/verfahrenstechnische Probleme auf? Wie sind diese Probleme gelöst worden? Welche Erfahrungen haben die Betreiber mit verschiedenen Komponenten und Substratkombinationen gemacht?
Verfügbares eigenes Zeitkontingent prüfen	Der tägliche Arbeitszeitbedarf für Routine-, Kontroll- und Wartungsarbeiten ist zu überprüfen (vgl. Kapitel 9.1.3). Ist das mit meiner betrieblichen Situation zu vereinbaren? Welches Arbeitszeitmodell ist familiär möglich? (z. B. Hofnachfolger) Müssen Fremdarbeitskräfte eingesetzt werden?
Möglichkeiten der Wärmenutzung prüfen	Gibt es außerhalb meines Betriebes Möglichkeiten, Wärme abzugeben? Welche Wärmemengen sind monatlich zu liefern?
Ermittlung des verfügbaren Kostenbudgets	„Kassensturz“ Mit welcher Einkommensentwicklung ist zu rechnen? Werden sich die Situation oder die Vermögensverhältnisse in der nächsten Zeit gravierend verändern?
Ziele 1. Schritt:	• Erste Beurteilung der betrieblichen Möglichkeiten • Einholung von Praxis- und Betriebserfahrungen • Marktkenntnisse über Anlagen-/Komponentenangebote

Für eine erste Projektbeurteilung ist es nicht erforderlich, die o. g. Aspekte endgültig festzulegen – da dies in der anschließenden Planungsphase erfolgt – sondern vielmehr ist sicherzustellen, dass jeweils mindestens eine oder möglichst mehrere Lösungen für eine erfolgreiche Umsetzung des Vorhabens vorhanden sind.

11.2 Machbarkeitsuntersuchung

Nachdem der Projektinitiator auf Grundlage der Projektskizze den Beschluss gefasst hat, das potenzielle Biogasprojekt weiter zu verfolgen, ist eine Machbarkeitsuntersuchung notwendig. Diese lehnt sich i. d. R. stark an die Projektskizze an mit dem Fokus, dass alle technischen, wirtschaftlichen und sonstigen Ausgangsdaten sowie Rahmenbedingungen ermittelt und einer gründlichen Prüfung unterzogen werden. Im Gegensatz zur Projektskizze, die erste qualitative Aussagen über das angestrebte Projekt liefert, enthält die Machbarkeitsuntersuchung die quantitativen Aussagen zum geplanten Projekt und seine möglichen Umsetzungsvarianten.

2. Schritt: Entwicklung der Machbarkeitsuntersuchung	
Beauftragung eines erfahrenen und seriösen Planungsbüros/ einer Planungsabteilung eines erfahrenen und seriösen Anlagenherstellers	Diese Personen sind für die Weiterentwicklung und Planung des Projektes von großer Bedeutung und werden bei allen weiteren Schritten involviert sein. Sie verfügen über Kontakte zu Mitarbeitern bei Genehmigungsbehörden sowie zu Beauftragten in den Landesämtern.
Kontaktaufnahme zu landwirtschaftlichem Berater	Sie haben Erfahrung beim Bau und Betrieb von Biogasanlagen und stehen bei weiteren Fragen, beginnend bei Standortauswahl und Standortanforderungen bis hin zur Konzeption, Ausführung und Inbetriebnahme kompetent zur Verfügung.
Festlegung der Konstruktions- und Verfahrensweise sowie der Anlagendimensionierung	Definition der Standorteigenschaften, z. B. Einholung eines Bodengutachtens. Standortauswahl (Hilfsmittel: Lageplan über Betrieb, Gebäude, Siloflächen). Lage des nächstgelegenden Strom- oder Gaseinspeisepunktes. Entscheidung zum Einsatz sinnvoller Anlagenkonfiguration/-konstruktion und Anlagentechnik unter Berücksichtigung zukünftiger Betriebsausrichtung und biogasanlagenbedingt betrieblicher Umstrukturierungsmaßnahmen. Dimensionierung der Anlagenkomponenten nach Potenzialanalyse. Frage der Verfahrensweise: Wie soll das Projekt durchgeführt werden? Soll schlüsselfertig gebaut werden („Turn-Key"-Anlage)? Sollen die Einzelgewerke separat beauftragt werden? Welche Eigenleistungen sind in welchem Umfang geplant? Kann in Bauherrengemeinschaft gebaut werden? Welche Gewerke werden detailliert ausgeschrieben? (z. B. Erdarbeiten, Elektrik, ...) Raum für Ausführungsvarianten lassen!
Ziele 2. Schritt:	• Einbeziehen eines erfahrenen Planers oder Beraters zur Erstellung einer Machbarkeitsstudie • Festlegung der favorisierten Anlagendimensionierung mit Konstruktions- und Verfahrensweise und mit möglichen Einspeisepunkten für Strom, Wärme oder aufbereitetes Biogas

Im Zuge des Detaillierungsgrades werden die Kriterien der Machbarkeitsuntersuchung für ein Biogasanlagenprojekt gemäß Abbildung 11.3 gelistet und in dem folgenden Kapitel näher betrachtet.

Mit der Erstellung der Machbarkeitsuntersuchung wird eine Entscheidungsvorlage entworfen, welche die nachstehenden Ziele verfolgt:

- Prüfung der technischen und ökonomischen Machbarkeit des Projektes basierend auf der Erhebung aller Rahmenbedingungen und standortspezifischen Voraussetzungen,
- Abschätzung des technischen und ökonomischen Risikos,
- Identifizierung von Ausschlusskriterien,
- Prüfung möglicher Organisations- und Betriebsstrukturen,
- Schaffung einer Grundlage zur Bearbeitung eines Förderantrages und
- Schaffung einer Grundlage zur Bewertung der Finanzierbarkeit.

Abb. 11.3: Kriterien einer Machbarkeitsuntersuchung für Biogasanlagen

11.2.1 Substratverfügbarkeit

Für die Umsetzung und den Betrieb einer Biogasanlage ist vorrangig entscheidend, in wieweit Substrate ausreichend und ganzjährig für die Beschickung der Anlage zur Verfügung stehen. Hierbei ist zu untersuchen, zu welchen vertretbaren Kosten die Substratbeschaffung erfolgen kann. Landwirtschaftsbetriebe mit Tierhaltung haben den Vorteil, dass bereits ein Substrat (Gülle, Dung oder Mist) kostengünstig und ohne aufwendige Logistik am Standort der Biogasanlage zur Verfügung steht und dessen Qualität als Wirtschaftsdünger durch den Vergärungsprozess gleichzeitig verbessert werden kann (vgl. Kap. 4.1). Für reine Marktfruchtbetriebe ist demgegenüber die Substratverfügbarkeit allein abhängig von der verfügbaren landwirtschaftlichen Nutzfläche und den damit verbundenen Bereitstellungskosten [11-1]. Die Art und Verfügbarkeit der Substrate bestimmt den Technikeinsatz der Biogasanlage. Eine Checkliste zur Ermittlung der Substratverfügbarkeit ist nebenstehend aufgeführt.

3. Schritt: Substratverfügbarkeit	
Abgrenzung der verfügbaren Substrate	Welche Biomassesubstrate stehen zur Verfügung: • Landwirtschaftliche Reststoffe aus der Landwirtschaft (z. B. Rindergülle, Geflügelmist) • Agroindustrielle Abfälle (z. B. Kartoffelschlempe, Obsttrester) • Abfälle aus Industrie, Gewerbe und Handel (z. B. Fettabscheiderinhalte) • Abfälle aus privaten Haushalten • (z. B. Bioabfälle) • Nachwachsende Rohstoffe, Energiepflanzen (z. B. Maissilage, Grassilage) In welchen Zeitintervallen stehen die Substrate zur Verfügung? In welcher Qualität werden die Substrate angeliefert?
Biomasselieferanten	Welche potenziellen Lieferanten kommen für eine langfristige Biomasselieferung in Frage?
Bereitstellungskosten	Wie hoch sind die Bereitstellungskosten der Substrate?
Lagerflächen	Welche Lagerflächengröße ist am geplanten Standort vorzuhalten?
Maßnahmen der Vorbehandlung	Welche Maßnahmen zur Vorbehandlung (Mischung, Zerkleinerung) der einzusetzenden Substrate sind notwendig?
Ziele 3. Schritt:	• Auswahl der Substrate im Hinblick auf einen praxistauglichen Vergärungsprozess • Eingrenzung der Maßnahmen zur Vorbehandlung und Aufbereitung von Substraten • Auswahl potenzieller Biomasselieferanten

11.2.2 Standortauswahl

Bei der Standortauswahl für den Bau einer Biogasanlage sind zum einen die örtlichen standortspezifischen Gegebenheiten (geeigneter Baugrund, die bisherige Nutzung, Leitungsanschlüsse etc.), welche sich insbesondere in den Posten der Baukosten widerspiegeln, zum anderen sind auch die baurechtlichen Bestimmungen sowie gesellschaftliche/soziale Aspekte zu betrachten. Die Kriterien der Standortauswahl für den Bau einer Biogasanlage sind schematisch in Abbildung 11.4 dargestellt.

11.2.2.1 Standortspezifische Aspekte

Vorab ist zu klären, ob der favorisierte Standort die benötigte Flächengröße besitzt, der Baugrund geeignet ist, wenn möglich altlastenfrei sowie bestehende Gebäude und Lagerflächen nutzbar sowie Netzanschlussstellen und Wärmeabnehmer vorhanden sind (vgl. 9.1.1). Ziel dieser Betrachtung ist der Aspekt, die anfallenden Baukosten auf geringem Niveau zu halten. Die verhältnismäßig niedrigen Leistungsbereiche bei der landwirtschaftlichen Biogasproduktion und die damit verbundenen Substratströme ermöglichen Konzepte einer Substratbereitstellung und Gärrückstandentsorgung über den Straßentransport. Die Transportwürdigkeit vieler Substrate ist aufgrund ihrer relativ geringen Energiedichte begrenzt. Demnach steht für die Versorgung von Biogasanlagen vor allem Biomasse aus dem näheren regionalen Umfeld im Fokus. Günstigerweise werden Standorte gewählt, die eine Anbindung an Straßen mit mittlerem Verkehrsleistungspotenzial aufweisen (z. B. Landstraßen) [11-3].

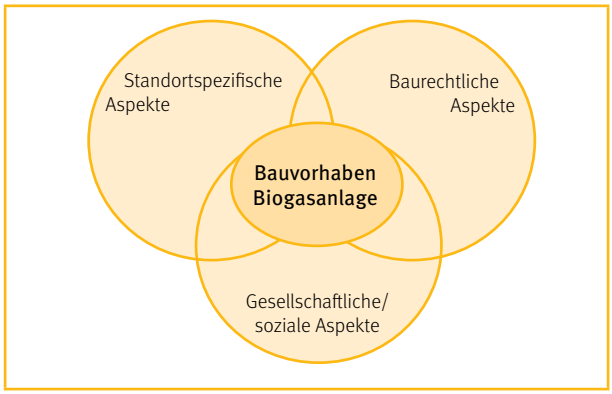


Abb. 11.4: Kriterien für die Standortwahl

11.2.2.2 Baurechtliche Aspekte

Gemäß dem Baurecht wird zwischen Innen- und Außenbereich von Ortschaften unterschieden. Hierbei umfasst der Innenbereich alle Flächen innerhalb einer geschlossenen Ortschaft, demgegenüber wird der Außenbereich als Fläche außerhalb der Ortschaft definiert. Die Differenzierung von Innen- und Außenbereich ist in den jeweiligen ausgewiesenen Flächennutzungsplänen der Gemeinden verankert. Um einer Landschaftszersiedelung entgegenzuwirken, sind dem Bauen im Außenbereich Grenzen gesetzt. Gemäß den Baugesetzbuch (BauGB) § 35 Abs. 1 ist der Bau einer Biogasanlage im Außenbereich unter bestimmten Bedingungen zulässig, dann gilt diese Anlage als privilegiert (vgl. Kap. 7.3.1). Weiterhin sind ggf. immissionsschutzrechtliche Aspekte (vgl. Kap. 7.3.2) sowie mögliche Auflagen durch den Eingriff in die Natur und Landschaft einzukalkulieren (z. B. Ausgleichsmaßnahmen).

4. Schritt: Standortauswahl	
Gründstück prüfen	Wie ist die Beschaffenheit des Geländes? Ist ein adäquater Baugrund vorhanden? Befindet sich das Gelände in einem Gewerbegebiet (Randlage) oder auf einem Agrarbetriebsgelände im Außenbereich (privilegiert)? Wie hoch sind die Grundstückskosten?
Infrastruktur prüfen	Ist die Straßenanbindung LKW-tauglich? Welche Medienanschlüsse (Strom, Wasser, Abwasser, Telekom, Erdgas) liegen am Grundstück an?
Standort für Stromeinspeisung prüfen	Wie weit entfernt liegt der nächstgelegene Stromeinspeisepunkt?
Möglichkeiten der Wärmenutzung prüfen	Gibt es außerhalb am Standort Möglichkeiten, Wärme abzugeben? Ist die Abwärme aus dem KWK-Prozess im eigenen Betrieb zu verwerten? Stehen die Umrüstungsarbeiten/-kosten dafür im Verhältnis zum Nutzen? Welche Wärmemengen sind monatlich zu liefern? Besteht die Möglichkeit der Platzierung eines Satelliten-BHKW; Blockheizkraftwerke, die von der Biogasanlage räumlich getrennt und über eine längere Gasleitung mit dem Gasspeicher verbunden sind?
Möglichkeiten der Gaseinspeisung prüfen	Gibt es am Standort die Möglichkeit, aufbereitetes Biogas in ein vorhandenes anliegendes Erdgasnetz einzuspeisen? (vgl. Kap. 6.3)
Akzeptanzaufbau	Welche Anwohner und Betriebe werden beeinträchtigt? Welche Anwohner und Betriebe müssen frühzeitig über das Vorhaben informiert und ggf. mit eingebunden werden? Wer sind die potenziellen Wärmeabnehmer? Welche öffentlichen Institutionen müssen vorzeitige in eine transparente Öffentlichkeitsarbeit eingeplant werden (z. B. Einbeziehung von Bürgermeistern, Genehmigungsbehörde)? Welche Naturschutzinteressen müssen beachtet werden?
Ziele 4. Schritt:	• Auswahl des Standortes • Auswahl der Biogasnutzung (KWK am Standort, Platzierung eines Satelliten-BHKW oder die Aufbereitung von Biogas und Einspeisung in das Erdgasnetz) • Akzeptanzaufbau durch transparente Öffentlichkeitsarbeit

11.2.2.3 Gesellschaftliche/soziale Aspekte

Bei Vorhaben zur Realisierung von Biogasprojekten kann es erfahrungsgemäß – insbesondere im ländlichen Raum – zu Diskussionen in Bezug auf die Akzeptanz der Anwohner oder von Institutionen führen. Diese Problematik kann im Hinblick auf die Genehmigungsfähigkeit besonders erschwerend wirken. Insbesondere die befürchteten negativen Auswirkungen wie z. B. Geruchs- und Lärmemission, erhöhte Verkehrsbelastung, optisches Erscheinungsbild der Umgebung des Standortes können seitens der betroffenen Bevölkerung zu Widerständen gegen das geplante Vorhaben führen. Frühzeitige Maßnahmen zur Verbesserung der Akzeptanz, wie das zeitige Informieren und Einbinden betroffener Anwohner und Institutionen sowie eine gezielte Öffentlichkeitsarbeit sind daher unerlässlich, um die Akzeptanz eines favorisierten Standortes für eine Biogasanlage zu sichern.

11.2.3 Stoffstromlogistik

Vor dem Hintergrund der dezentralen Aufkommensstruktur von Biomasse und im Kontext der zum Teil dezentralen sowie zentralen Abnehmerstruktur nimmt die Biomasselogistik eine bedeutende Position innerhalb der Gesamtbereitstellungskette ein. Dabei umfasst sie alle unternehmens- und marktbezogenen Tätigkeiten, die sich auf die Verfügbarmachung eines Substrates konzentrieren. Der Fokus liegt dabei auf der optimalen Ausrichtung des Material- und Informationsflusses vom Lieferanten zum Abnehmer.

Die Wahl der Stoffstromlogistikketten und der damit einhergehende Abschluss eines oder mehrerer möglichst langfristiger Biomasselieferverträge ist bei Biogasanlagen besonders wichtig, da sie einen konstanten Input über das Jahr benötigen. Eine feste Vereinbarung mit den entsprechenden Biomasselieferanten sollte am besten noch vor dem Anlagenbau abgeschlossen werden. Die Anlage selbst sowie die Auslegung der Lagerflächen und Vorratsbehälter können somit schon im Planungsstadium auf die entsprechenden Substrate und Lieferintervalle detailliert abgestimmt werden mit dem Ziel, Schwankungen der Liefermengen der Biomassesubstrate am Standort auszugleichen. Es ist wichtig, vor der Vertragsgestaltung zu klären, welche Bezugsgrößen für die Abrechnung relevant sind. Grundsätzlich erfolgt die Abrechnung nach der/dem gelieferten Biomassemenge/-volumen (z. B. in t, m³). Hierfür sind ausführlich Qualitätsanforderungen und -kontrollen festzulegen, um das Risiko niedriger Substratqualitäten zu mindern.

Die Aufbereitung (Zerkleinerung und Mischung) sowie die Einbringung der Substrate in den Fermenter werden durch entsprechende Dosiereinrichtungen (Förderschnecken) realisiert (vgl. Kapitel 3.2.1). Innerhalb der Anlage werden die Substrattransporte hauptsächlich durch elektrisch betriebene Pumpen verrichtet. Die Auswahl geeigneter Pumpen und Fördereinrichtungen ist in hohem Maße abhängig von den eingesetzten Substraten und vom Grad deren Aufbereitung.

Nachfolgend ist eine Checkliste für die Betrachtung der Stoffstromlogistik aufgeführt (5. Schritt).

5. Schritt: Stoffstromlogistik	
Konkretisierung und Aktualisierung der Stoffstrommenge	Welche Substratmengen sind einzukalkulieren? Wie groß ist der mittlere Umkreis der potenziellen Substratlieferanten? Wie ist der jahreszeitliche Verlauf des Substratanfalls? Wie sind die Eigenschaften der einzusetzenden Substrate?
Festlegung der Substrat-Bereitstellungskette	Welche Anlieferungsform der Substrate ist für die geplante Anlage am effektivsten? Welche Arten der Lang- und Kurzzeitlagerung bestehen am geplanten Standort? Welche erforderliche Aufbereitungs- und Dosierungsschritte sind notwendig? Welche Preisunsicherheit ist beim Kauf der Substrate vorhanden?
Wahl der Biomasselieferanten und Abnehmer der Gärrückstandstoffe	Welche Lieferbedingungen und Qualitätsanforderungen an das Substrat sollen mit den entsprechenden Biomasselieferanten vereinbart werden? (z. B. Abrechnung der/s gelieferten Biomassemenge/-volumen) Gibt es Abnehmer für den Gärrückstandstoff?
Substrattransport innerhalb der Anlage	Welche Umschlag- und Transporttechnik soll am Anlagenstandort verwendet werden? Welche Förder- und Pumpentechnik soll innerhalb der Anlage eingesetzt werden?
Festlegung der Gärrückstandslagerung	Welche Gärrückstandmengen fallen an? Welche Art der Gärrückstandslagerung ist bautechnisch möglich? Welche Art des Transportes und Ausbringungsintervalle der Gärrückstände sind planbar?
Ziele 5. Schritt:	• Festlegung der Transport- und Umschlagstechniken • Eingrenzung der Flächengröße für Substrat- und Gärrückstandslagerung am Standort der Biogasanlage • Auswahl der Biomasselieferanten und Abnehmer der Gärrückstände • Liefervereinbarungen und wenn möglich langfristige Lieferverträge festlegen

11.2.4 Technologieauswahl

Gemäß dem Stand der heutigen praxistauglichen Anlagentechnik basiert die Auswahl der Technologie einer geplanten Biogasanlage insbesondere auf den vorhandenen Substraten (vgl. Kapitel 3), der bestehenden Infrastruktur, den beteiligten Akteuren und der realisierbaren Finanzierung. Nachfolgend ist eine Checkliste für die Technologieauswahl aufgeführt (6. Schritt).

6. Schritt: Technologieauswahl	
Auswahl des Vergärungsverfahrens	Soll die Anlage nach der Nass- oder Feststoffvergärung oder in Kombination von beiden gefahren werden? Mit welchen Prozessstufen und mit welcher Prozesstemperatur soll die Anlage gefahren werden?
Auswahl der Anlagenkomponenten	Welche Anlagenkomponenten sollen zum Einsatz kommen? • Annahme-, Aufbereitungs- und Eintragstechnik • Fermenterbau mit Einbauten und Rührtechnik • Gasspeichertyp • Art der Gärrückstandstofflagerung • Biogasverwertung
Beteiligte Akteure	Welche Landwirtschaftsbetriebe und Unternehmen sind als Netzwerkpartner mit eingebunden? Welche Erfahrungen sind bei den Beteiligten vorhanden? Welche Installations- und Wartungsbetriebe stehen im näheren Umkreis zur Verfügung? Welches Know-how über Substrataufbereitung und Beschickung, Transporttechnik, Siliertechnik bestehen bei den Mitarbeitern und Partnern?
Ziele 6. Schritt:	• Auswahl der Anlagenkomponenten nach modernstem technischen Stand aus hochwertigem Material mit hoher Servicefreundlichkeit und Automatisierung des Betriebes.

11.2.5 Gasnutzung

Je nach Standortspezifikationen und der geplanten Endnutzung muss eine Entscheidungsfindung über die Art der energetischen Verwertung des erzeugten Biogases erfolgen (vgl. Kapitel 6). Zum Thema Gasnutzung eines Biogasprojekts findet sich nachfolgend eine Checkliste (7. Schritt).

7. Schritt: Gasnutzung	
Art der Biogasnutzung	Wie kann der gewonnene Energieträger effizient am Standort verwertet werden? • Strom- und Wärmeerzeugung im Kraft-Wärme-Kopplungs-Prozess (z. B. BHKW, Mikrogasturbine etc.) • Kälteerzeugung über Kraft-Wärme-Kälte-Nutzung • Biogasaufbereitung (Entfeuchtung und Entschwefelung) auf Erdgasqualität zur Einspeisung in das öffentliche Erdgasnetz oder Mikrogasnetze • Aufbereitung zu Treibstoff für Kraftfahrzeuge • Thermische Nutzung von Biogas
Ziele 7. Schritt:	• Auswahl der energetischen Verwertung von Biogas

11.2.6 Bewertung und Entscheidungsfindung

Die Bewertung und Entscheidungsfindung für ein Biogasprojekt erfolgt nach Wirtschaftlichkeit und nach Art der Finanzierung (vgl. Kap. 8.2). Eine entsprechende Checkliste findet sich unter Schritt 8: Bewertung und Entscheidungsfindung.

8. Schritt: Bewertung und Entscheidungsfindung	
Detaillierten Kostenplan erstellen	Auf Grund der Festlegung der Verfahrensweise ist eine Detailplanung der Kosten möglich. Der Kostenplan sollte so gestaltet sein, dass eine Kostenkontrolle jederzeit möglich ist. Die Kostenpositionen sollten in folgende Blöcke untergliedert werden: • Kosten für die Einzelkomponenten • Substratkosten „frei Fermenter“ • Abschreibung • Unterhalt, Wartung und Reparatur • Verzinsung • Versicherung • Lohnkosten • Finanzierungs- und Genehmigungskosten • Planungskosten • EVU-Kosten, Netzanschlusskosten • evtl. Transportkosten • Gemeinkosten (Telefon, Räume, Versorgung etc.) Die Kosten der Einzelkomponenten sollten untergliedert werden, bei Eigenleistung oder Vergabe von Einzelgewerken sollten diese detailliert beziffert werden.
Fördermöglichkeiten	Neben dem Marktanreizprogramm und dem zinsverbilligten Darlehen der KfW auf Bundesebene gibt es in den einzelnen Bundesländern unterschiedliche Förderprogramme. Welche Förderstellen sind anzuschreiben? Welche Voraussetzungen zur Beantragung bzw. Inanspruchnahme von Fördergeldern sind gefordert? Welche Fristen sind einzuhalten? Welche Unterlagen müssen eingereicht werden?
Finanzierung	Der Fremdfinanzierungsbedarf muss ermittelt werden. Es sollte die von den Finanzinstituten angebotene Finanzierungsberatung in Anspruch genommen werden, Finanzierungskonzepte sollten gründlich im Hinblick auf die betriebliche Situation geprüft werden. Die Finanzierungsangebote sollten verglichen werden.
Ziele 8. Schritt:	• Wirtschaftlichkeitsanalyse erstellen; dabei Bewertung weiterer Vorteile (z. B. Geruch, Fließfähigkeit des Gärrückstandes etc.) berücksichtigen Folge: evtl. Kontaktaufnahme zu (Nachbar-) Betrieben, um • zusätzlich Substrate zu akquirieren, • Betreibergemeinschaften zu gründen ⇢ Erneute Wirtschaftlichkeitsanalyse als Entscheidungsvorlage

11.3 Investitionsvorbereitung durch Öffentlichkeitsarbeit

Die Akzeptanz von Biogasanlagen stellt sich in der Öffentlichkeit als eingeschränkt dar. Dies liegt einerseits begründet in Verbindung mit Lärm- und Geruchsbelästigung und andererseits wird eine Änderung des Landschaftsbildes befürchtet. Die im Umfeld betroffene Öffentlichkeit sollte daher frühzeitig in die Planung und Genehmigung einer Biogasanlage mit einbezogen werden, z. B. durch Ankündigung und Vorstellung des Projektes beim Bürgermeister oder im Gemeinderat. Hierbei sollte eine von Beginn an transparente Informationspolitik über die Anlagenart und den geplanten Betriebsablauf gegenüber der Öffentlichkeit erfolgen (z. B. Informations- und Präsentationstag am zukünftigen Standort der Biogasanlage). Werden Bedenken der Anwohner und Nachbarschaft im Planungsprozess berücksichtigt, so lassen sich Hemmnisse und Akzeptanzprobleme vermeiden. Dies schafft eine wichtige Voraussetzung für die geplante Investition.

Ist die Entscheidung einer Investition getroffen, erfolgt die Betrachtung der Finanzierungsoptionen. Grundsätzlich werden Biogasprojekte über Eigenmittel und Kredite finanziert. Jedoch kann es im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit des Projektes empfehlenswert sein, zusätzlich weitere Finanzierungsquellen zu erschließen. Grundlage für die Finanzierung des Vorhabens ist die Projektprüfung im Rahmen der erstellten Machbarkeitsuntersuchung. Die Möglichkeiten der Finanzierung eines Biogasprojektes sind nachstehend kurz aufgeführt.

9. Schritt: Investitionsvorbereitung und Finanzierungsoptionen	
Öffentlichkeitsarbeit	Ankündigung und Vorstellung des Projektes beim Bürgermeister oder im Gemeinderat sowie transparente Informationspolitik gegenüber der Öffentlichkeit (Anwohner, Nachbarschaft).
Finanzierung	Welches Investitionsvolumen steht zur Verfügung? Welche Finanzierungsmodelle stehen zur Auswahl? Besteht Kreditwürdigkeit für den Projektinitiator?
Eigenmittel	Für die Inanspruchnahme marktüblicher Bankkredite oder Finanzhilfen aus der öffentlichen Hand wird ein Mindestanteil an eigenen Mitteln in Form einer Eigenbeteiligung oder eines eigenkapitalähnlichen Darlehens vorausgesetzt. Dabei kann ein Barvermögen oder eine Sacheinlage in Form betriebsnotwendiger Güter und/oder Finanzmittel eingesetzt werden. Möglichkeiten, das Eigenkapital zu erhöhen, können die Einbeziehung zusätzlicher Anteilseigner und Partner in das Vorhaben oder die Ausgabe von Aktien sein (z. B. Bildung einer GmbH & Co. KG).
Fondfinanzierung	Bei der Finanzierung über spezielle Projekt- oder Beteiligungsfonds stellen Privatanleger und Investoren Eigenkapital für die Projektfinanzierung bereit. Projektfonds fungieren als „Sammelstellen“ für private Gelder von Anlegern, welche in das geplante Biogasprojekt fließen. Das Fondvolumen kann in Form von Aktien oder stillen Gesellschaftsanteilen angeboten werden.
Fördermittel	Auf der Ebene der Länder, des Bundes und der EU gibt es zahlreiche Förderprogramme, um eine verstärkte energetische Nutzung von Biomasse zu fördern. Die Verfügbarkeit von Fördergeldern öffentlicher Fördergeber ist meist für Projekte zur Demonstration und Markteinführung von innovativen Techniken ausgelegt und hängt jeweils von den Haushaltsplänen ab.
Fremdmittel	Bei den Fremdmitteln wird i. d. R. zwischen Bank- und Förderkrediten unterschieden. Bankkredit: Die Bank unterstützt die Finanzierung der Biogasanlage in Form eines Kredites unter der Maßgabe der bestehenden Bonität des Kreditnehmers als auch der Wirtschaftlichkeit der geplanten Biogasanlage. Förderkredit: Förderkredite sind zinsverbilligte langfristige Darlehen, welche von Institutionen zur Förderung der Nutzung von Biogas zur Verfügung gestellt werden (z. B. KfW, Ökobanken, Europäische Investitionsbank).
Contracting	Beim Contracting (Betreibermodell) werden Investitionen, welche vom Projektinitiator nicht gezahlt werden können an Dritte (Contractor, Betreiber) übergeben. Die auszuführenden Maßnahmen für die Realisierung des Vorhabens werden durch einen externen Dienstleister eigenverantwortlich und auf eigene Rechnung durchgeführt, wodurch auch eine Risikoverlagerung zum Dienstleister stattfindet [11-2]. Der Projektinitiator (Auftraggeber) erhält die gewünschten Produkte wie z. B. Strom, Wärme, Kälte oder Wirtschaftsdünger, ohne sich um Detailfragen über die Planung, Errichtung und Betrieb oder um die Finanzierung kümmern zu müssen. Wichtige Informationen zum Contracting können aus der DIN-Norm 8930 Teil 5 „Contracting“ sowie aus der DIN 8930-5 entnommen werden.
Leasing	Die Finanzierung einer Biogasanlage über Leasing erfolgt durch einen Leasinggeber. Leasinggeber sind i. d. R. Leasinggesellschaften einer Bank oder eine gegründete Projektgesellschaft aus einer Leasinggesellschaft. Der Leasinggeber vermietet die Biogasanlage im Rahmen eines langfristigen Mietvertrages an den Leasingnehmer (Nutzer der Anlage). Der Nutzen und Anlagenbetrieb sowie die damit verbundenen Risiken verbleiben beim Leasingnehmer.
Ziele 9. Schritt:	• Öffentlichkeitsarbeit • Wahl des Finanzierungsmodells

11.4 Planungsschritte

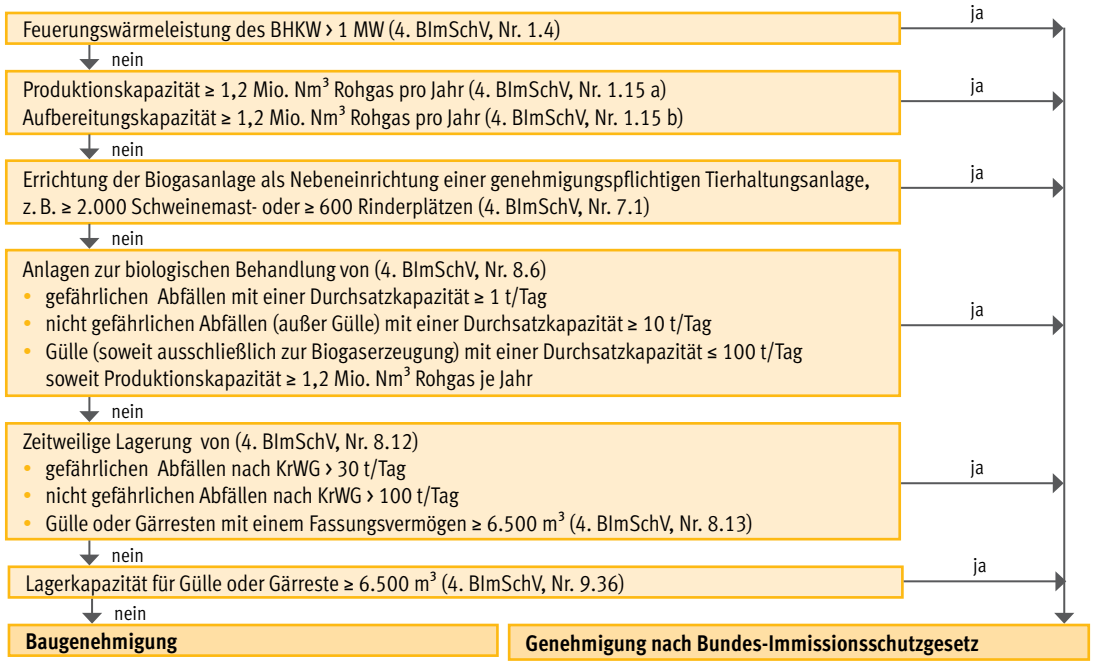
Die Planung einer Biogasanlage teilt sich in die beiden Bereiche der Genehmigungs- und Ausführungsplanung, welche im Folgenden beschrieben werden. Vor Einreichung des Bauantrages sollten Vorbereitungen gemäß der nachstehenden Checkliste getroffen werden.

11.4.1 Genehmigungsplanung

Die Genehmigungsplanung umfasst im Wesentlichen die Erstellung des Bauantrages sowie ggf. den Antrag auf Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz und wird von den Entscheidungen aus der Machbarkeitsstudie gespeist. Vorab erfolgt die Abgrenzung der Genehmigungsverfahren in Abhängigkeit der Anlagengröße und rechtlichen Zuordnung (vgl. 7.3). In allen Genehmigungsverfahren hat in jedem Fall das Bundesbaugesetz seine Gültigkeit. Viel praxisrelevanter sind jedoch die Landesbauordnungen, welche in jedem Bundesland regeln, wie ein Bauantrag einzureichen ist (Schritt 11).

10. Schritt: Vorbereitung für die Genehmigungsplanung	
Kontaktaufnahme zu Behörden und Institutionen, die für das Genehmigungsverfahren bzw. Bauvorhaben von Bedeutung sind	Ein erstes Gespräch bei der Genehmigungsbehörde (Bauamt, StUA, Gewerbeaufsichtsamt etc.) als „Runder Tisch“ mit einer Kurzvorstellung des Vorhabens sollte im Beisein des Planers angesetzt werden. Es wird nicht nur der persönliche Kontakt zu den Ansprechpartnern der Behörden hergestellt, sondern es werden die Rahmenbedingungen des Bauvorhabens genauestens abgeklärt. Ist das Vorhaben im Außenbereich privilegiert? Sind Änderungen/Forderungen notwendig und möglich? Welche Auflagen werden gemacht? Welche Unterlagen werden zusätzlich gefordert?
Kontaktaufnahme zu EVU	Termin zum persönlichen Gespräch vereinbaren, um das Bauvorhaben zu präsentieren. Dieser Termin dient der Abklärung von Schnittstellen: Der günstigste Einspeisepunkt wird definiert, der Leistungsumfang zu Änderungen/Erweiterungen des Netzes sollte sorgfältig formuliert werden und es sollte ein Kostenvoranschlag eingeholt werden. Dieser sollte auf jeden Fall mit dem Angebot anderer Anbieter verglichen werden.
Ziele 10. Schritt:	• Vorstellung des Bauvorhabens bei zuständiger Genehmigungsbehörde und EVU • Einschätzung der Realisierbarkeit auf Genehmigungsebene, Klärung der Außenbereichsproblematik und weiterer Rahmenbedingungen, Auflagen und Forderungen formulieren und definieren • Leistungsumfang EVU abklären und Angebote einholen • Angebote EVU vergleichen Nachdem evtl. zusätzliche Forderungen von Genehmigungsseite formuliert wurden und das EVU-Angebot vorliegt: ⇢ Entstehende Kosten kalkulieren und Schritt 8 wiederholen!

11. Schritt: Genehmigung einer landwirtschaftlichen Biogasanlage


Feuerungswärmeleistung des BHKW › 1 MW (4. BImSchV, Nr. 1.4)
ja
nein
Produktionskapazität ≥ 1,2 Mio. Nm³ Rohgas pro Jahr (4. BImSchV, Nr. 1.15 a)
Aufbereitungskapazität ≥ 1,2 Mio. Nm³ Rohgas pro Jahr (4. BImSchV, Nr. 1.15 b)
ja
nein
Errichtung der Biogasanlage als Nebeneinrichtung einer genehmigungspflichtigen Tierhaltungsanlage, z. B. ≥ 2.000 Schweinemast- oder ≥ 600 Rinderplätzen (4. BImSchV, Nr. 7.1)
ja
nein
Anlagen zur biologischen Behandlung von (4. BImSchV, Nr. 8.6)
• gefährlichen Abfällen mit einer Durchsatzkapazität ≥ 1 t/Tag
• nicht gefährlichen Abfällen (außer Gülle) mit einer Durchsatzkapazität ≥ 10 t/Tag
• Gülle (soweit ausschließlich zur Biogaserzeugung) mit einer Durchsatzkapazität ≤ 100 t/Tag
soweit Produktionskapazität ≥ 1,2 Mio. Nm³ Rohgas je Jahr
ja
nein
Zeitweilige Lagerung von (4. BImSchV, Nr. 8.12)
• gefährlichen Abfällen nach KrWG › 30 t/Tag
• nicht gefährlichen Abfällen nach KrWG › 100 t/Tag
• Gülle oder Gärresten mit einem Fassungsvermögen ≥ 6.500 m³ (4. BImSchV, Nr. 8.13)
ja
nein
Lagerkapazität für Gülle oder Gärreste ≥ 6.500 m³ (4. BImSchV, Nr. 9.36)
ja
nein
Baugenehmigung
Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Ziele 11. Schritt:	• Bauantragstellung bei zuständiger Genehmigungsbehörde

Die Genehmigungsplanung sollte in engem Kontakt mit dem Anlagenhersteller oder vom beauftragten Anlagenplaner selbst und dem landwirtschaftlichen Berater erfolgen. Je nach Genehmigungstatbestand und genehmigender Behörde werden mehr oder weniger umfangreiche Unterlagen benötigt. Die nachstehende Liste erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, in Einzelfällen können weitere Unterlagen gefordert werden. Eine Übersicht über Aufgaben in der Phase der Genehmigungsplanung sowie die zu beachtenden gesetzlichen Regelwerke gibt die nachfolgende Checkliste 12 (vgl. Kap. 7.3).

Für die Bauantragstellung sind weiterführend Anforderungen von Rechtsvorschriften einzuhalten, welche folgend aufgelistet sind (vgl. dazu auch Kap. 7.3).

Es soll auf die Einhaltung der wichtigsten Gesetzesbereiche hingewiesen werden. Die Liste erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

12. Schritt: Zusammenstellung der Genehmigungsunterlagen	
Bauantrags-Formulare/Antragsformulare auf immissionsschutzrechtlicher Genehmigung	Die Formulare bei der für das Baugenehmigungsverfahren – Verfahren nach BImSchG oder Baurecht – zuständigen Behörde anfordern. Beim Verfahren nach BImSchG sind die in diesem Rahmen geforderten Unterlagen den Bauantrags-Formularen zu entnehmen.
Qualifizierter Lageplan	Dieser ist beim Kataster- und Vermessungsamt des Kreises zu erwerben.
Grundbuchauszug	Angaben über Eigentum, Wirtschaftsart, Lage des Standorts.
Anlagen- und Betriebsbeschreibung	Formulare zu Anlagendaten, Verfahren (Stoffübersicht) sowie Anlagen- und Betriebsbeschreibung vom Planer erstellt.
Emission/Immission	Darstellung der emissionsverursachenden Verfahren/Vorgänge.
Lärmgutachten nach TA Lärm; Geruchsgutachten und Emissionsquellenplan nach TA Luft	Entscheidet die genehmigende Behörde aufgrund der besonderen Gegebenheiten des Standortes, dass ein Gutachten erstellt werden muss, so ist hierzu ein zugelassener Sachverständiger nach §29 BImSchG zu beauftragen.
Abfallverwertung	Darstellung der Verwertungs- und Entsorgungswege der anfallenden Abfälle und gebrauchten Anlagenteile.
Wassergefährdende Stoffe	Darstellung der Lagerung und des Transports der in Betrieb befindlichen und gehandhabten wassergefährdenden Stoffe.
Anlagensicherheit	Beschreibung der Anlage unter brandschutztechnischen Gesichtspunkten, Darstellung eines Brandschutzkonzeptes vom Planer, ggf. Erstellung eines Brandschutzgutachtens von einem zugelassenen Sachverständigen. Beschreibung der Maßnahmen zur Sicherstellung sicherheitstechnischer Anforderungen, Lageplan mit Ex-Zonenplan.
Eingriff in Natur und Landschaft	Vereinbarkeit des Vorhabens auf Basis von bestehenden planerischen Rahmenbedingungen (z. B. Flächennutzungsplan, Bebauungsplan). Darstellung der Ausgleichs- oder Ersatzmaßnahmen für eingriffsrelevante Vorhabensbestandteile (z. B. bebaute Fläche).
Zulassung nach EG-VO Tierische Nebenprodukte	Antrag auf Zulassung der Biogasanlage nach der EG-VO Tierische Nebenprodukte (VO EG Nr. 1069/2009) z. B. bei Einsatz von Gülle, Mist.
Lageplan mit Abstandsflächen	Erstellung gemäß den Anforderungen der Sicherheitsregeln für landwirtschaftliche Biogasanlagen des Bundesverbandes der landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaften [11-5].
Statiken für Großkomponenten der Biogasanlage und Schornstein	Die Statiken der Großkomponenten werden vom Anlagenhersteller/Komponentenhersteller erstellt und geliefert. Die Statiken für den Schornstein sowie das Gutachten zur Berechnung der Schornsteinhöhe werden von einem Prüfingenieur erstellt und geliefert.
Aufstellungsplan	Dieser wird vom Planer erstellt.
Detailzeichnungen	Diese werden vom Planer erstellt. • Rohrleitungspläne (Substrat/Gas/Heizmedien) mit Gefälle, Fließrichtung, Dimensionierung und Materialeigenschaften • Berücksichtigung des Ex-Zonen-Bereiches (Ex-Zonen-Plan) • Art und Ausführung der Umschlagplätze für Gülle, Silagen und sonstige schüttfähige Substrate • Maschinenraum mit den erforderlichen Installationen • Heizleitungspläne mit Anbindung der Wärmeerzeuger und -verbraucher • Grundfließschema mit Betriebseinheiten • Stromflussdiagramm zur Einbindung des BHKW in den Betrieb • Gasspeicher, Gassicherheitsstrecke • Substrat-Lagerstätten
Fließschemata für verfahrenstechnische Anlagen	Erstellung Grundfließschema nach DIN EN ISO 10628 mit Betriebseinheiten durch den Planer.
Verwertung der Gärrückstände	Darstellung der notwendigen Flächenausstattung zur landwirtschaftlichen Verwertung des Wirtschaftsdüngers (Gärrückstandstoff).
Rückbauverpflichtungserklärung	Verpflichtung des Antragstellers über Rückbau und Beseitigung der Anlage und der Bodenversiegelung nach dauerhafter Aufgabe der zulässigen Nutzung.
Ziele 12. Schritt:	• Bauantragstellung bei zuständiger Genehmigungsbehörde

- BiomasseV
- Vorschriften aus dem Bereich des Immissionsschutzes
  - BImSchG mit TA Luft und TA Lärm
  - UVPG
- Vorschriften aus dem Bereich der Abfallwirtschaft
  - Landesabfallgesetz
  - BioabfallV
  - EU-Richtlinie 1069/2009
- Vorschriften aus dem Bereich des Düngerechts
  - Düngegesetz
  - Düngemittelverordnung
  - Düngeverordnung
  - Wirtschaftsdüngerverordnung
- Vorschriften aus dem Bereich der Wasserwirtschaft
  - Wasserhaushaltsgesetz
  - Landeswassergesetze
- Vorschriften aus dem Bereich Naturschutz
- Vorschriften aus den „Sicherheitsregeln für Biogasanlagen“
- Vorschriften aus dem Bereich der Arbeitssicherheit.

11.4.2 Ausführungsplanung

In der Ausführungsplanung werden Anlagenbestandteile aus der Entwurfs- und Genehmigungsplanung so weit konkretisiert, dass eine Grundlage zum Anfertigen der Ausschreibungsunterlagen entsteht. Hierbei muss seitens des Projektinitiators entschieden sein, ob mit der Errichtung der Gesamtanlage ein Generalunternehmen verpflichtet werden soll oder ob die Einzelvergabe von Gewerken oder Losen (Anlagenkomponenten) angestrebt wird. Im Fall der Vergabe von Einzelgewerken sind die Liefer- und Leistungsgrenzen sehr sorgfältig zu ermitteln. Ein besonderer Augenmerk ist auf den Schnittstellenübergang innerhalb der Anlagentechnik (z. B. Behälterbau, Gasspeicher, Energiezentrale) und Medientechnik (z. B. Rohrleitungen, Elektro- und MSR-Technik) zu legen. Die zeitliche Durchführung der Ausführungsplanung kann parallel mit der Erstellung der Genehmigungsunterlagen beginnen. Bei behördlichen Auflagen im Zuge des erteilten Genehmigungsbescheides müssen diese in der Fertigstellung der Ausschreibungsunterlagen berücksichtigt werden. Gegebenenfalls ist ein Ingenieurvertrag mit dem favorisierten Anlagenhersteller oder -lieferanten abzuschließen, um eine mögliche Zuarbeit der geforderten Anlageninformation für die Genehmigungsunterlagen zu gewährleisten. Zusammenfassend sind in der Ausführungsplanung die Ausschreibungsunterlagen zusammenzustellen, die die vom Bauherrn gewünschten Ausführungsvorgaben, Qualitätsstandards, Richtlinienvorgaben und Normen sowie die favorisierten Fabrikate vorgeben. In der folgenden Checkliste sind die grundlegenden Bearbeitungsschritte der Ausführungsplanung aufgelistet.

13. Schritt: Ausführungsplanung	
Eigene Fähigkeiten prüfen	Welche Eigenleistungen kann der Projektinitiator qualitativ hochwertig erbringen? Welche Eigenleistung führt zu einem guten Kosten-Nutzen-Verhältnis ohne qualitative Einbußen?
Verfügbares eigenes Zeitkontingent prüfen	Wann soll Baubeginn sein? Ist meine zeitliche Einbindung in die Baustelle unter Berücksichtigung des Bau-Ablaufplanes mit meiner betrieblichen Situation zu vereinbaren? Welche Helfer kann ich organisieren? Für welchen Zeitraum benötige ich wen?
Eigenleistung mit Planer abstimmen	Der Überwachungsaufwand für den Planer ist normalerweise höher, da in Eigenleistung erbrachte Gewerke besonders kontrolliert werden müssen. Die Ablaufplanung muss ebenfalls auf den höheren Zeitaufwand der Eigenleistungsgewerke abgestimmt sein.
Schnittstellen zu Folgegewerken definieren	Jedes Gewerk besitzt mittel- und unmittelbare Schnittstellen zu Vorläufer-, Nachfolge- oder Parallelgewerken (z. B. Trocknungszeiten, Arbeitssicherheit, Begehungsverbote, Gewerkvorleistungen). Besonders wichtig ist die Betrachtung der Eigenleistungsgewerke und der Unternehmerleistungen. Wird die Unternehmerleistung zeitlich oder bautechnisch behindert, führt dies zu Wartezeiten, Folgekosten und Gewährleistungsproblemen.
Anlagentechnik	Detailauslegung der Anlagentechnik, Bautechnik, Elektro- und Leittechnik und ggf. Erstellung einer Übersicht über alle relevanten Komponenten und Parametern für einzelne Betriebszustände.
Schnittstellen	Definition der Schnittstellenübergänge zu angrenzenden Gewerken oder zu vorhandenen Anlagenkomponenten.
Statikberechnungen	Einholung prüffähiger Statikberechnungen.
Trassenführungen	Festlegung der Systemparameter, Festlegung der Verlegearten, Erstellung des endgültigen Trassenplans.
Rechtliche Aspekte	Verfolgung des behördlichen Genehmigungsverfahrens Vorbereitung und Erstellung der Ausschreibungsunterlagen Vorbereitung von Vertragsabschlüssen
Ziele 13. Schritt:	• Fähigkeiten für Eigenleistungen prüfen • Zeitliches Kontingent prüfen • Eigenleistungsarbeiten mit Planer absprechen und im Bau-Ablaufplan verankern • Schnittstellen zu mittel- oder unmittelbaren Gewerken definieren • Einzelvergabe zur Lieferung, Bau und ggf. Inbetriebnahme von Anlagenkomponenten erfolgt vom Bauherrn in enger Abstimmung mit dem Anlagenplaner mit Fokus auf: – Budget, Finanzierbarkeit, Bauzeit – Übereinstimmung der Schnittstellen innerhalb der Anlagentechnik – Klar zu trennende Gewährleistungsübergang zum jeweils anderen Gewerk – Die vollständige Aufrechterhaltung von Gewährleistungsansprüchen gegenüber dem jeweiligen Lieferanten

11.5 Bauplanung und Anlagenbau

14. Schritt: Bauplanung bzw. Anlagenbau	
Aufstellung eines Bau-Ablaufplanes	Dieser vom Planer angefertigte Plan zeigt auf, wann welche Gewerke auszuführen sind, damit Folgegewerke nicht behindert werden. Die Abhängigkeiten und das Ineinandergreifen der einzelnen Arbeitsschritte werden erkennbar (z. B. Vorbereitungs-, Durchführungs- und z. B. Trocknungszeiten) und Engpässe können identifiziert werden. Im Ablaufplan sollten Ausfallzeiten (evtl. Feiertage) und vor allem Eigenleistungszeiträume berücksichtigt werden.
Organisation und Sicherung der Baustelle	Aufmaß und Sicherung der Baustelle (Bauzaun, Bauschild) veranlassen. Abschließbare Lagerstätte für Materialien und Baustellen-Toilette zur Verfügung stellen. Die Verantwortlichkeit für beide Punkte kann dem ausführenden Unternehmen übertragen werden. Der Bauherr sollte eine Haftpflichtversicherung und eine Bauwesenversicherung abschließen. Die Kosten letzterer können dem ausführenden Unternehmer übertragen werden. Abschluss einer Rohbauversicherung. Den ausführenden Unternehmen muss Wasser und Strom frei zugänglich zur Verfügung stehen. Überschreitet die Baustelle gewisse Grenzen, kann die Koordination für Sicherheit und Gesundheitsschutz nach Baustellenverordnung gegen Honorar an den Bauleiter delegiert werden.
Qualitätsanforderungen bereits im Leistungsumfang des Auftrages festlegen und kontrollieren	Qualitätskontrolle fängt mit der Vorgabe verbindlicher Qualitätsstandards an. Falls exakte Materialvorgaben im Leistungsumfang vereinbart wurden, diese kontrollieren.
Auf der Baustelle präsent sein Bautagebuch führen	Sie und der Planer sollten die Baustelle jeden Tag besuchen, wenn die Handwerker schon oder noch anwesend sind. So sind Sie und der Planer als Ansprechpartner immer erreichbar. Weiterhin sollten wöchentlich Bauberatungen mit den Handwerkern der aktuell am Bau tätigen Gewerke stattfinden und protokolliert werden. Ihre Beobachtungen sollten Sie und der Planer detailliert in einem Bautagebuch festhalten. Dazu gehört u. a. welcher Baufortschritt sich ergeben hat und welche Unklarheiten, Mängel auftraten. Hier können auch Nebenauslagen für das Finanzamt dokumentiert werden!
Fotodokumentation anlegen	Per Fotoapparat sollten Baufortschritt, eingesetzte Materialien, Installationen etc. festgehalten werden.
Baumängel rügen und zeitnah beseitigen lassen	Baumängel, die erkannt werden, sollten ohne zeitliche Verzögerung schriftlich gerügt werden, wenn sie nicht umgehend beseitigt werden. Nur so wahren Sie Ihre Rechtsposition und können nach tatenloser Fristverstreichung androhen, eine weitere Mängelbeseitigung durch den Handwerker zu verweigern. Sie können den Mangel dann zu seinen Lasten durch einen Dritten beseitigen lassen. Baumängel, die sofort fachmännisch behoben werden, bergen wenige Folgeprobleme. Werden Baumängel verschleppt und erst später beseitigt, so kommt es im Ablaufplan oftmals zum Termin-Chaos. Das kostet Zeit, Nerven und Geld.
Ziele 14. Schritt:	• Detailplanung • Umfassender Bauablaufplan • Organisation und Sicherung der Baustelle • Leistungsumfang und Materialauswahl kontrollieren • Tägliche Baustellenbesuche (wenn möglich) • Bautagebuch führen und Fotodokumentation erstellen • Baumängel zeitnah anmahnen und beseitigen lassen

11.6 Abnahme der Bauleistungen

15. Schritt: Abnahme der Bauleistungen	
Abnahme	Auf die förmliche Abnahme auch von Teilgewerken sollten Sie nie verzichten, auch wenn diese durch Ingebrauchnahme Basis für ein Folgegewerk sind. Bei Feststellung von Mängeln wird die Beseitigung erschwert, falls kein Abnahmeprotokoll vorliegt. Das Abnahmeprotokoll dient somit als Dokumentation der Mängel und als Nachweis des Verursachers von Mängeln. Bei der Abnahme sollte immer fachkundige Unterstützung eingeholt werden (z. B. Planer, Gutachter). Im Falle wesentlicher Mängel kann die Abnahme und damit die Schlusszahlung verweigert werden. Bei unwesentlichen Mängeln muss abgenommen werden, von der Schlusszahlung kann aber der dreifache Betrag der voraussichtlichen Schadensbeseitigungssumme einbehalten werden. Eine schlüsselfertige Biogasanlage geht erst nach der erfolgreichen Abnahme in den Besitz und damit in die Haftung des Anlagenkäufers über („Gefahrenübergang“). Wird die Biogasanlage durch Vergabe von Teilgewerken erbaut, so kann niemals die Abnahme der Gesamtanlage erfolgen, sondern immer nur eine „Teilabnahme“ der jeweiligen Bauteile oder Gewerke. Der Zeitpunkt des Gefahrenübergangs der Komplettanlage ist hierbei noch ungeklärt.
Ziele 15. Schritt:	• Abnahme der einzelnen Gewerke bzw. Biogasanlage im Beisein des Planers • Externe fachkundige Unterstützung einholen • Förmliches und schriftliches Abnahmeprotokoll (z. B. VOB-Vorlage) erstellen

11.7 Inbetriebnahme der Anlage

16. Schritt: Inbetriebnahme	
Inbetriebnahme	Die Inbetriebnahmephase dient der Überprüfung der Funktionsfähigkeit aller wichtigen Anlagenteile (Aggregate, Gewerke etc.). Falls möglich, werden auch die meisten Steuer- und Alarmsignale der Steuerung überprüft und erfasst. Die Inbetriebnahme einer Biogasanlage kann als technische, sog. „kalte“ Inbetriebnahme z. B. im Rahmen der Dichtigkeitsprüfung des Fermenters mit Wasser erfolgen („Wasserfahrt“). In diesem Rahmen können teilweise auch Sensoren, z. B. Füllstandssensoren, auf ihre technische Tauglichkeit überprüft werden. Andere Mess- und Regeltechnik kann erst im laufenden Betrieb getestet werden (z. B. Überdruck-Unterdruck-Sicherung am Fermenter). Es können weiterhin Inbetriebnahmen für Einzelkomponenten erfolgen, so z. B. die Inbetriebnahme des BHKWs mit Zündöl (z. B. Pflanzenöl, Rapsmethylester) oder Erdgas oder die Inbetriebnahme von Pumpen oder Schiebern. Die „warme“ oder auch biologische Inbetriebnahme geht mit dem Befüllen und Aufheizen des Fermenters einher und ist als „gleitender Übergang“ zum Probebetrieb zu verstehen.
Probebetrieb	Der Probebetrieb wird als „Leistungsfahrt“ verstanden und soll dem Bauherren und Betreiber der Biogasanlagen dazu dienen, sich zu vergewissern, dass alle Anlagenkomponenten die in der Leistungsbeschreibung festgelegten Leistungen störungsfrei über einen definierten Zeitraum erbringen. Die Festlegung des Zeitraumes erfolgt individuell, der Zeitraum ist Gegenstand des vereinbarten Vertrages mit dem Anlagenhersteller. Dabei ist zu beachten, dass die Kosten eines monatelangen Probebetriebes anteilig auch auf die Investitionssumme und damit auf die Kosten des Anlagenkäufers umgelegt werden. Es ist also abzuschätzen, wie schnell sich eine stabile Mikroorganismenpopulation und damit ein stabiler Biogasprozess einstellt, denn erst dann kann die Leistungsfähigkeit der Anlage getestet werden. Dieser Zeitraum ist stark abhängig vom eingesetzten Substratmix und wird bei gleichbleibender, wenig schwankender Mischung sehr viel schneller erfolgen als mit einer Mischung wechselnder Substrate. Es sollte also immer eine Kosten-Nutzen-Analyse erfolgen, damit der Probebetrieb nicht unnötig in die Länge gezogen wird und Kosten verursacht, trotzdem jedoch Sicherheit in Bezug auf die Funktions- und Leistungsfähigkeit der Anlage bietet. Erst nach dem erfolgreichen Probebetrieb erfolgen die Schlussabnahme der Biogasanlage und der Gefahrenübergang vom Auftragnehmer auf den Auftraggeber. Das bedeutet, dass der Auftraggeber nun eigenverantwortlich und mit vollem Risiko den Betrieb der gesamten Anlage übernimmt.
Wartungs- und Instandhaltungsverträge	Abschließen von Wartungs- und Instandhaltungsverträge für Anlagenkomponenten (z. B. BHKW)
Ziele 16. Schritt:	• Inbetriebnahme der Biogasanlage • Probebetrieb der Biogasanlage mit fachkundiger Unterstützung (z. B. durch Planer); Zeitraum individuell aushandelbar • Abschluss von Wartungs- und Instandhaltungsverträgen

11.8 Notwendige Verträge

Im Laufe der Umsetzung eines Biogasprojektes ist mit einer Vielzahl von Projektbeteiligten zu rechnen. Die Beziehung zwischen den Projektbeteiligten wird durch Verträge geregelt.

Die folgende Liste zeigt relevante Vertragstypen nach [11-4].

- Gesellschaftsvertrag ,
- Miet-, Pacht- und Grundstückskaufvertrag,
- Geschäftsbesorgungsvertrag,
- Beratungsvertrag,
- Engineeringvertrag,
- Bauverträge bzw. Generalunternehmervertrag,
- Technischer Liefervertrag,
- Wartungs- und Instandhaltungsvertrag,
- Biomasse- bzw. Substratliefervertrag,
- Vertrag über Rücknahme von Gärrückstandstoff als Wirtschaftsdünger,
- Wärmeliefervertrag und
- Stromeinspeisevertrag.

Parallel zu den fachlichen Arbeiten ist bei der Umsetzung des Vorhabens die Projektstruktur für den späteren Anlagenbetrieb zu entwickeln und im Detail auszugestalten. Insbesondere zwischen dem Betreiber der Biogasanlage und dem Biomasse- und Substratlieferanten sind, wenn es sich um verschiedene juristische Personen handelt, die gegenseitigen Rechte und Pflichten schriftlich zu fixieren. Hierzu ist nachfolgend eine Beschreibung der wesentlichen Inhalte eines Biomasseliefervertrages aufgeführt. Die Beschreibung eines Wärmeliefervertrages ist im Kapitel 7.13.5 nachzulesen. Die detaillierte Ausgestaltung dieser Verträge sollte in jedem Fall unter Hinzuziehung eines Juristen erfolgen.

11.8.1 Biomasseliefervertrag

Der Biomasseliefervertrag regelt die Beziehung zwischen dem Betreiber der Biogasanlage und dem Biomasselieferanten (z. B. Gülle, Silage, nachwachsende Rohstoffe) und beinhaltet insbesondere die Vereinbarung über die Liefermenge, über Qualität, über Vertragslaufzeit und Preis sowie über die Rechte und Pflichten der Vertragspartner.

TAB. 11.1: ASPEKTE EINES BIOMASSELIEFERVERTRAGS [11-2]

Aspekte eines Biomasseliefervertrags	
Lieferverpflichtungen	Art und Form der Biomasse bzw. Substrate sind zu spezifizieren sowie die Anforderungen (z. B. TS-Gehalt) an die Mindestqualitäten zu fixieren. Es sind Mindestliefermengen (z. B. Menge pro Jahr), die zeitliche Verteilung (z. B. in Wochen- und Monatsplänen) und die Rechtsfolgen bei Verletzungen der Lieferpflichten zu vereinbaren. Die Lieferpflicht kann über eine damit korrespondierende Anbaupflicht abgesichert werden.
Abnahmeverpflichtung	Der Betreiber geht eine Verpflichtung zur Abnahme einer Mindestmenge ein. Dem Betreiber ist das Recht einzuräumen, von Dritten Biomasse zu beziehen, falls der Lieferant seinen Verpflichtungen nicht nachkommt.
Rücknahme der Gärrückstände	Der Lieferant sollte im Regelfall verpflichtet und berechtigt sein, die auf ihn entfallenden Gärrückstände zurückzunehmen. Der Lieferant hat die ordnungsgemäße Verwertung der Gärrückstände zuzusichern.
Vergütungsregelung	Die Vergütungsregelung beinhaltet den Preis (z. B. Euro pro Tonne) für die Lieferung der Biomasse frei Biogasanlage. Weiterhin sind die Abrechnung, Zahlungstermine sowie Auswirkungen eines Zahlungsverzuges festzulegen.
Vertragsdauer	Von Vorteil ist, eine möglichst lange Vertragsdauer von mindestens 5 Jahren mit einer Option der Verlängerung des Vertrages zu vereinbaren. Dies führt bei beiden Vertragspartnern zu einer kalkulierbaren Restrisikoeinschätzung.
Herkunftsnachweise/ Eingangskontrollen	Entsprechend der projektspezifischen Substratsortimente und der daraus abgeleiteten genehmigungsrechtlichen Auflagen sind Nachweise über die Herkunft der Biomassen mit dem Lieferanten zu vereinbaren. Eine Eingangskontrolle zur Ermittlung der Liefermengen sowie geforderter Qualitätsmerkmale sollte im Vertrag festgeschrieben werden.
Sonstige kommerzielle Bedingungen	• Kündigungsfristen, Voraussetzungen für eine fristlose Kündigung • Gefahrenübernahme und Haftungszuständigkeit • Kostenübernahme bei Schäden sowie Störungen durch höhere Gewalt • Regelung bei Rechtsunwirksamkeit (z. B. Salvatorische Klausel) • Gerichtsstand- bzw. Schiedsgerichtvereinbarung

11.9 Literatur- und Referenzverzeichnis

[11-1] Görisch, U., Helm M.: Biogasanlagen, Ulmer Verlag, 2006

[11-2] FNR (Hrsg.): Leitfaden Bioenergie – Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen, 2009

[11-3] Müller-Langer, F.: Erdgassubstitute aus Biomasse für die mobile Anwendung im zukünftigen Energiesystem, FNR, 2009

[11-4] BMU: Nutzung von Biomasse in Kommunen – Ein Leitfaden, 2003

[11-5] Technische Information 4, Sicherheitsregeln für Biogasanlagen, Bundesverband der landw. Berufsgenossenschaften e. V., Kassel 2008

BImSchG: Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz – BImSchG)

BioabfallV: Verordnung über die Verwertung von Bioabfällen auf landwirtschaftlich, forstwirtschaftlich und gärtnerisch genutzten Böden (Bioabfallverordnung – BioAbfV)

BiomasseV: Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung – BiomasseV)

DIN EN ISO 10628: Fließschemata für verfahrenstechnische Anlagen – Allgemeine Regeln (ISO 10628:1997); Deutsche Fassung EN ISO 10628:2000

Düngegesetz (DünG): Düngegesetz

Düngemittelverordnung: Verordnung über das Inverkehrbringen von Düngemitteln, Bodenhilfsstoffen, Kultursubstraten und Pflanzenhilfsmitteln (Düngemittelverordnung – DüMV)

Düngeverordnung: Verordnung über die Anwendung von Düngemitteln, Bodenhilfsstoffen, Kultursubstraten und Pflanzenhilfsmitteln nach den Grundsätzen der guten fachlichen Praxis beim Düngen (Düngeverordnung – DüV)

Landesabfallgesetz: Landesrechtliche Regelung der Bundesländer zur Erfassung und Verwertung organischer Abfälle

Landeswassergesetz: Landesrechtliche Regelungen der Bündesländer zum Wassergesetz – Landeswassergesetz – LWG

TA Lärm: Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm (Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz)

TA Luft: Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft (Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz)

UVPG: Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung

VOB: Vergabe- und Vertragsordnung für Bauleistungen

VO EG Nr. 1069/2009: Verordnung mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 (Verordnung über tierische Nebenprodukte)

Wasserhaushaltsgesetz: Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts (Wasserhaushaltsgesetz – WHG)

12 STELLUNG UND BEDEUTUNG VON BIOGAS ALS REGENERATIVER ENERGIETRÄGER IN DEUTSCHLAND

Die energie- und umweltpolitischen Diskussionen in Deutschland werden seit mehr als drei Jahrzehnten maßgeblich durch die energiebedingten Umweltauswirkungen mitbestimmt. Die starken Anstrengungen in Deutschland zur Forcierung erneuerbarer Energien haben bereits substanziell zur Reduktion des Ausstoßes von klimaschädlichen Gasen geführt. Die Bereitstellung und Nutzung von Biogas insbesondere zur Stromerzeugung hat hier einen großen Beitrag geleistet.

Seit Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 hat die Erzeugung und Nutzung von Biogas, insbesondere in der Landwirtschaft, erheblich zugenommen. Unterstützt wurde in der Vergangenheit diese Entwicklung durch das Marktanreizprogramm (MAP) des Bundes und diverse Investitionsförderprogramme der Bundesländer. Eine besondere Rolle für die Beschleunigung der Errichtung von Biogasanlagen haben die Novellierungen des EEG 2004 und 2009 gespielt. Seitdem ist die Nutzung nachwachsender Rohstoffe zur Biogasbereitstellung ökonomisch von Interesse, was u. a. dazu geführt hat, dass bislang bereits erhebliche Potenziale zur Biogasgewinnung und -nutzung erschlossen wurden. Trotzdem sind nach wie vor beachtliche Potenziale organischer Stoffströme, die zur Biogaserzeugung genutzt werden können, vorhanden. Damit liegen heute Randbedingungen vor, die erwarten lassen, dass die Erzeugung und Nutzung von Biogas weiter ausgebaut wird.

12.1 Biogaserzeugung als Option einer Energiegewinnung aus Biomasse

Unter Biomasse werden Stoffe organischer Herkunft verstanden, die zur Energiebereitstellung genutzt werden können. Biomasse beinhaltet damit die in der Natur lebende Phyto- und Zoomasse (Pflanzen und Tiere) und die daraus resultierenden Abfallstoffe (z. B. Exkremente). Zur Biomasse werden auch organische Abfall- und Reststoffe gerechnet (z. B. Stroh, Schlachthofabfälle).

Biomasse wird im Allgemeinen unterteilt in Energiepflanzen, Ernterückstände, organische Nebenprodukte und Abfälle. Weitere Details finden sich im Kapitel 4 „Beschreibung ausgewählter Substrate“. Diese Stoffströme müssen für eine energetische Nutzung zunächst verfügbar gemacht werden. In den allermeisten Fällen ist dazu ein Transportprozess notwendig. In vielen Fällen muss die Biomasse, bevor sie energetisch genutzt werden kann, mechanisch aufbereitet werden. Oft wird auch eine Lagerung realisiert, um Biomasseanfall und Energienachfrage aufeinander abzustimmen (Abbildung 12.1).

Anschließend kann aus Biomasse Wärme, Strom und/oder Kraftstoff bereitgestellt werden. Dazu stehen verschiedene Technologien zur Verfügung. Zunächst gehört dazu die direkte Verbrennung in entsprechenden Feuerungsanlagen, mit denen auch eine gekoppelte Erzeugung von Wärme und Strom möglich ist. Dabei ist die ausschließliche Wärmebereitstellung aus festen Bioenergieträgern der „klassische“ Anwendungsfall zur End- bzw. Nutzenergiebereitstellung aus Biomasse.

Zusätzlich dazu steht noch eine Vielzahl weiterer Techniken und Verfahren zur Verfügung, mit deren Hilfe Biomasse zur Deckung der End- bzw. Nutzenergienachfrage verfügbar gemacht werden kann (Abbildung 12.1). Hier wird zwischen thermo-, physikalisch- und biochemischen Veredelungsverfahren unterschieden. Dabei stellt die Biogaserzeugung (anaerober Abbau der Substrate zu Biogas) und -nutzung eine Möglichkeit unter den biochemischen Veredelungsverfahren dar.

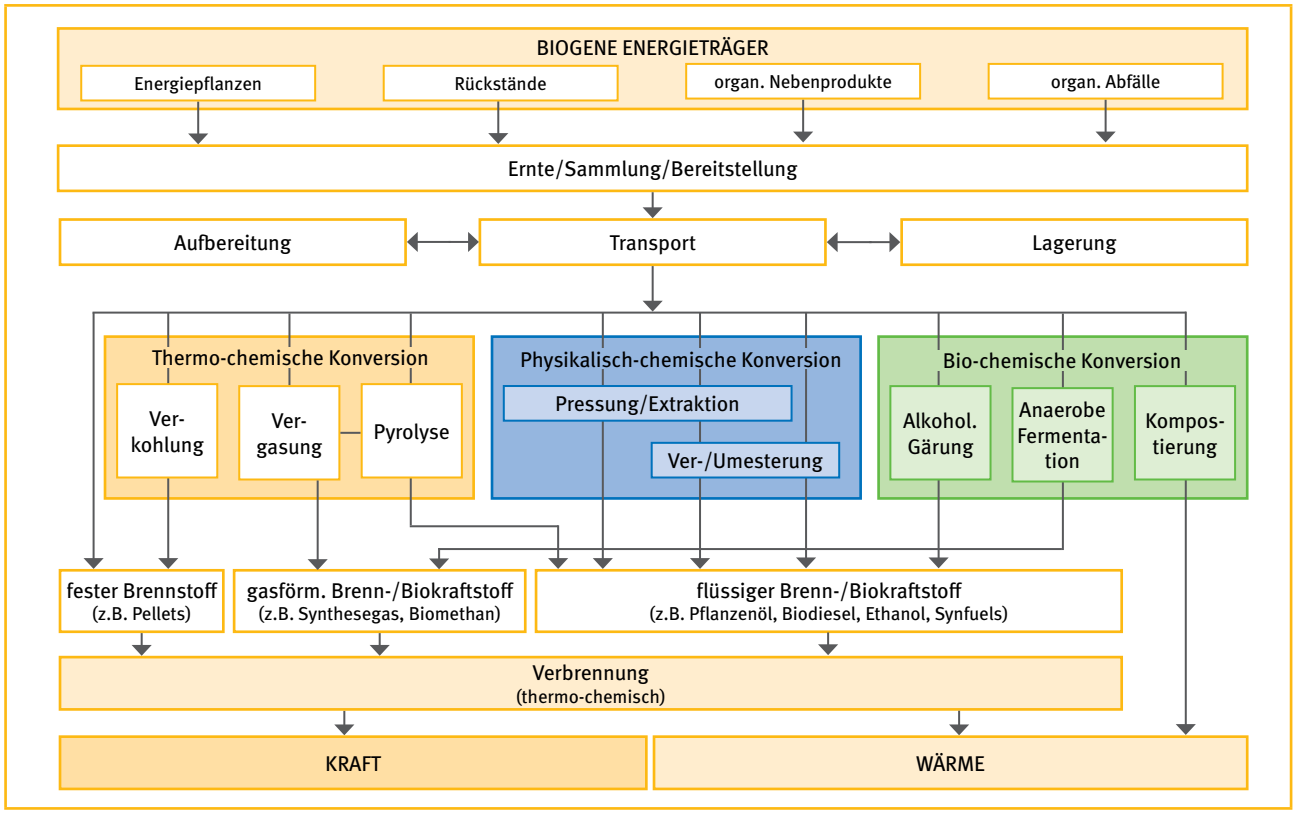


Abb. 12.1: Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse zu End-/Nutzenergiebereitstellung

12.2 Ökologische Einordnung und Nachhaltigkeit der Biogasgewinnung und -nutzung

Hinsichtlich der ökologischen Einordnung der Biogasgewinnung und -nutzung werden derzeit eine Vielzahl von Forschungs- und Bewertungsvorhaben durchgeführt, einige liegen bereits vor. Grundsätzlich ist festzustellen, dass die Nachhaltigkeit vorwiegend von der Wahl der Substrate, der Qualität (Effizienz und Emissionen) der Anlagentechnik und der Effizienz der Nutzung des produzierten Biogases abhängig ist.

Hinsichtlich des Substrateinsatzes sind Inputstoffe, für die keine Aufwendungen erforderlich sind, ökologisch oft vorteilhaft anzusehen. Daher ist der Einsatz dieser Substrate für die Biogaserzeugung auch zu forcieren. Beispielsweise werden durch den Gülleeinsatz im Biogasprozess nicht nur verfügbare Substratmengen sinnvoll genutzt; gleichzeitig werden auf diese Weise resultierende Emissionen aus der konventionellen Güllelagerung vermieden. Daher sind insbesondere Mischungen von Reststoffen und Rückständen (z. B. Exkremente, Rückstände der Nahrungsmittelindustrie) nachwachsenden Rohstoffen vorzuziehen. Reststoffe und Rückstände können aber auch eine ökologisch sehr vorteilhafte Ergänzung für die Vergärung nachwachsender Rohstoffe darstellen.

Hinsichtlich der Anlagentechnik sollte großer Wert auf die Vermeidung von Emissionen und die Erreichung einer hohen Effizienz d. h. eines hohen Ausgärungsgrades der Biomasse gelegt werden. Dabei ist dies einerseits durch bauliche Maßnahmen bei der Investition möglich, zum Anderen ist hier aber auch auf die Betriebsweise der Biogasanlage hinzuweisen. Empfehlungen und detaillierte Betrachtungen sind u. a. den Berichten des Projektes „Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland“ [12-1] zu entnehmen.

Hinsichtlich der Biogasnutzung sind Konzepte von großem Vorteil, die die im Biogas enthaltene Energie möglichst vollständig verwerten und vor allem Energieträger substituieren, die hohe CO_2-Äquivalentemissionen verursachen wie beispielsweise Kohle oder Erdöl. Daher sind Konzepte, die eine gekoppelte Strom- und Wärmebereitstellung aufweisen, bei weitestgehend vollständiger Wärmenutzung, in der Regel gegenüber allen anderen Nutzungsoptionen im Vorteil. Die Wärmenutzung sollte dabei auch einen möglichst hohen Anteil fossiler Energieträger zur Wärmeerzeugung substituieren. Gerade für größere Anlagen, bei denen dies z. B. aufgrund der ungünstigen Lage der Biogasanlage nicht möglich ist, stellt dabei die Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität und die Durchleitung zu einem Standort mit hohem ganzjährigen Wärmebedarf, an dem dann die Umwandlung stattfinden kann, eine Möglichkeit der Verbesserung der Umweltwirkungen dar.

Die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) der Stromerzeugung aus Biogas verschiedener Biogasanlagen im Vergleich zu den Treibhausgasemissionen des deutschen Strommixes (2005) sind beispielhaft in Abbildung 12.2 dargestellt [12-5]. Bei dieser Berechnung handelt es sich um Modell-Biogasanlagen, wobei entweder ein ausschließlicher Einsatz von NawaRo oder ein NawaRo-Gülle-Gemisch als Einsatzstoff für den Betrieb der Biogasanlage unterstellt wurde. Die THG-Emissionen werden in Kilogramm Kohlendioxid-Äquivalent je Kilowattstunde elektrisch angegeben. Der Anbau nachwachsender Rohstoffe

TREIBHAUSGASEMISSIONEN VON MODELLBIOGASANLAGEN IM VERGLEICH ZUM DEUTSCHEN STROMMIX

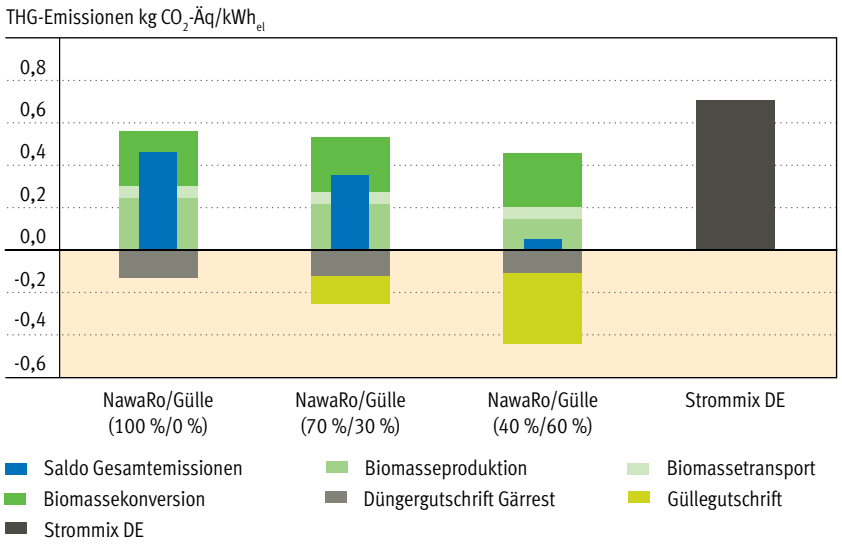


Abb. 12.2: Treibhausgasemissionen (kg CO_2-Äq./kWh_{el}) Modellbiogasanlagen im Vergleich zum deutschen Strommix (GR = Gärrückstand) [12-5]

(NawaRo) ist i. d. R. mit zusätzlichen klimarelevanten Emissionen (u. a. Lachgas, Ammoniak) verbunden, während für den Einsatz von Gülle zur energetischen Nutzung in Biogasanlagen Emissionseinsparungen berücksichtigt werden können. Daher sollten vorrangig die wirtschaftlich erschließbaren Potenziale aus tierischen Exkrementen und pflanzlichen Reststoffen aus der Landwirtschaft genutzt werden. Aufgrund der Gutschriften für vermiedene Emissionen durch die Vergärung der Gülle gegenüber der Lagerung unbehandelter Gülle sinken die Treibhausgasemissionen mit steigendem Gülleanteil im Vergleich zum deutschen Strommix. Neben der Einsparung von Treibhausgasen im Vergleich zur konventionellen Güllelagerung (ohne Einsatz in Biogasanlagen) zeigt Gülle darüber hinaus eine prozessstabilisierende Wirkung [12-1]. Da durch den Einsatz von Gärrückständen Mineraldünger substituiert werden können, werden Düngergutschriften für Gärrückstände angesetzt, die sich ebenfalls positiv auf die THG-Bilanz auswirken.

Die Ergebnisse zeigen, dass mit Hilfe der Stromproduktion aus Biogas durch die Substitution konventioneller Energieträger (in Deutschland größtenteils Kernenergie bzw. Energie aus Braun-/Steinkohle) grundsätzlich Treibhausgasemissionen vermieden werden können. Dies hängt jedoch in erster Linie von dem Betrieb der Biogasanlage ab.

Hinsichtlich der Bewertung von ökobilanziell berechneten Daten ist zudem festzustellen, dass die Eingangsdaten für die Berechnungen oft mit hohen Unsicherheiten behaftet sind und daher zum Einen nicht direkt auf einen praktischen Anwendungsfall übertragbar sind. Zum Anderen sind meist die absoluten ermittelten Daten nicht maßgeblich, sondern eher die Unterschiede zwischen verschiedenen Optionen der Biogasgewinnung und -nutzung im Vergleich zur Bewertung heranzuziehen. Durch derzeit stattfindende Messungen an modernen Biogasanlagen wird die zugrundeliegende Datenbasis aber deutlich verbessert, so dass die Belastbarkeit derartiger Aussagen zukünftig noch deutlich zunehmen wird.

12.3 Stand der Biogasgewinnung und -nutzung in Deutschland

Nachfolgend wird der Stand der Biogasgewinnung und -nutzung in Deutschland zum Zeitpunkt Juni 2013 dargestellt. Die Ausführungen beziehen sich auf Biogasanlagen ohne Deponie- und Klärgasanlagen.

12.3.1 Anlagenbestand und Anlagenleistung

Seit Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) wurde die Anzahl von Biogasanlagen in Deutschland stetig ausgebaut. Das EEG ist damit für den Biogassektor als erfolgreiches Instrument anzusehen. Vor allem die langfristig verlässlichen Rahmenbedingungen trugen zu dieser positiven Entwicklung bei. Eine ganz besondere Bedeutung hatten die Novellierungen des EEG in den Jahren 2004 und 2009, als die Förderung des Einsatzes von nachwachsenden Rohstoffen und tierischen Exkrementen in Biogasanlagen in das EEG aufgenommen wurde. Abbildung 12.3 verdeutlicht, dass sowohl der Anlagenbestand seitdem deutlich anstieg, als auch die durchschnittlich installierte elektrische Leistung der Anlagen zugenommen hat. Mit dem verstärkten Einsatz nachwachsender Rohstoffe wurde die Zunahme der durchschnittlichen Leistung der Biogasanlagen möglich. Ende 2008 lag die durchschnittliche Leistung von Biogasanlagen bei etwa 350 kW_{el} (vgl. das Jahr 2004: 123 kW_{el} [12-3]). Zum Ende des Jahres 2012 stieg die durchschnittliche Anlagenleistung in Deutschland auf rund 425 kW_{el} [12-7].

BIOGASANLAGENENTWICKLUNG IN DEUTSCHLAND

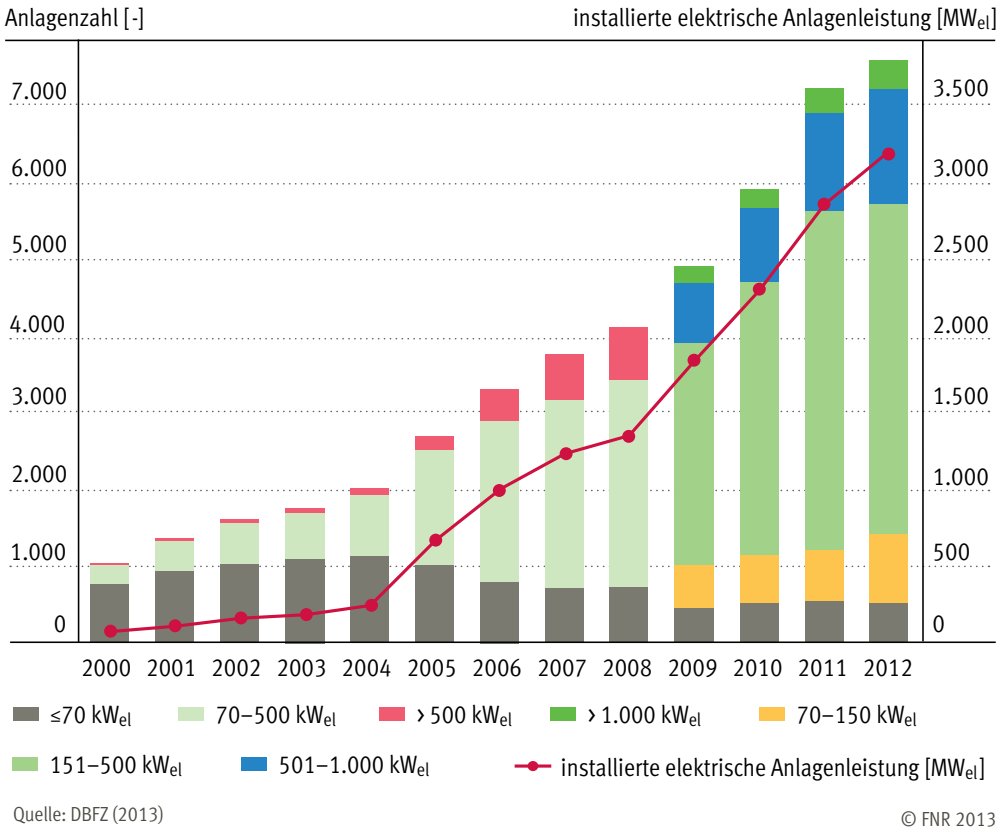


Abb. 12.3: Biogasanlagenentwicklung in Deutschland (Anlagenzahl differenziert nach Leistungsklassen und installierter elektrischer Anlagenleistung MW_{el} ohne Abbildung von Biogasaufbereitungsanlagen, Deponie- und Klärgasanlagen) [12-7]

TAB. 12.1: REGIONALE VERTEILUNG DER IM JAHR 2012 IN BETRIEB BEFINDLICHEN BIOGASANLAGEN UND DER INSTALLIERTEN ELEKTRISCHEN ANLAGENLEISTUNG IN DEUTSCHLAND (BEFRAGUNG DER LÄNDERINSTITUTIONEN 2012) [12-7]

Bundesland	Biogasanlagen in Betrieb [Anzahl]	Installierte elektrische Gesamtleistung [MW_{el}]	Mittlere installierte elektrische Anlagenleistung [kW_{el}]
Baden-Württemberg	824	274,5	333
Bayern	2.281	702	308
Berlin	0	0	–
Brandenburg	299	182	543
Bremen	0	0	–
Hamburg	1	1	1.000
Hessen	185	63,1	341
Mecklenburg-Vorpommern	247	170	688
Niedersachsen	1.480	780	527
Nordrhein-Westfalen	585	250	427
Rheinland-Pfalz	134	54	403
Saarland	13	4,3	333
Sachsen	201	83,7	416
Sachsen-Anhalt	277	165	596
Schleswig-Holstein	620	252,2	365
Thüringen	219	109	458
Gesamt	**7.366**	**3.091**	**413**

INSTALLIERTE ELEKTRISCHE LEISTUNG BEZOGEN AUF DIE LANDWIRTSCHAFTSFLÄCHE

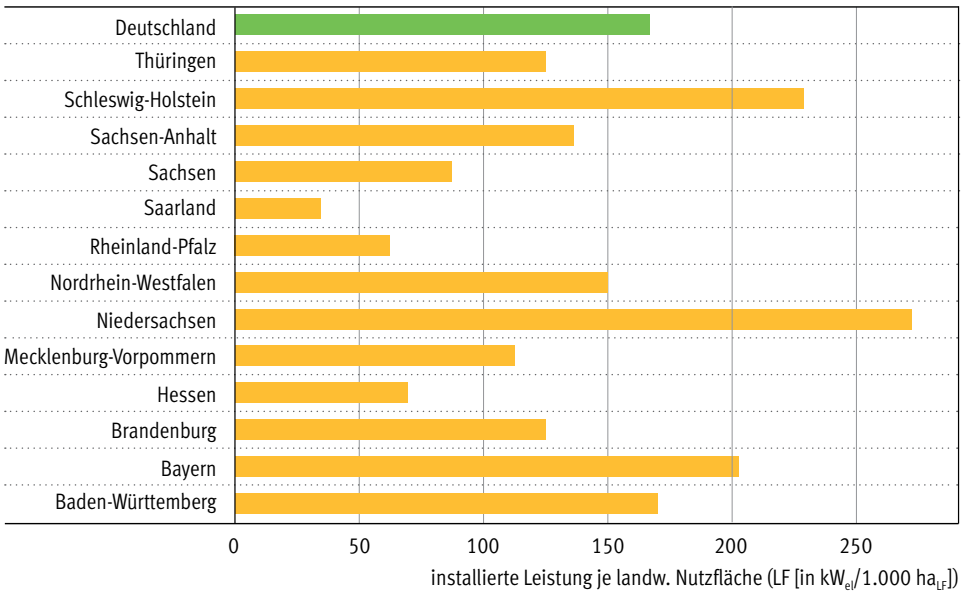


Abb. 12.4: Installierte elektrische Leistung bezogen auf die Landwirtschaftsfläche [kW$_{el}$/1.000 ha$_{LF}$] in den Bundesländern (Datengrundlage [12-6], [12-7])

Nachdem sich der Anlagenzubau nach der Novellierung des EEG 2009 vornehmlich in den Leistungsbereich zwischen 190 und 380 kW$_{el}$ verschoben hatte, ist seit 2011 wieder ein Trend zu größeren Anlagen erkennbar. Die durchschnittliche elektrische Leistung lag Ende 2012 deutlich über 400 kW (nach [12-8]).

Am 31.12.2012 umfasste der Bestand nach [12-8] 7.515 Biogasanlagen mit einer installierten Anlagenleistung von 3.352 MW$_{el}$.

Nach dem bereits starken Anlagenzubau 2009 und 2010 erfolgte 2011 mit etwa 1.200 Anlagen und einer installierten Leistung von rund 542 MW$_{el}$ der stärkste Zubau an Biogasanlagen in einem Kalenderjahr überhaupt. Dieses war insbesondere auf die bevorstehende Neufassung des EEG und die damit einhergehenden höheren Anforderungen und Änderungen in der Vergütung für die Stromerzeugung aus Biogas zurückzuführen. Im dann folgenden Jahr 2012 war jedoch ein starker Rückgang beim Anlagenbau zu verzeichnen. Nur noch 340 neue Anlagen wurden in Betrieb genommen. Damit ist eine Entwicklung zu beobachten, die der in den Jahren 2007 und 2008 ähnelt.

Für das Jahr 2012 wird die Stromerzeugung aus Biogas mit ca. 20,5 TWh abgeschätzt [12-9]. Das entspricht etwa 3,4 % des gesamten Bruttostromverbrauches in Deutschland für das Jahr 2012 [12-9].

In Tabelle 12.1 sind für alle Bundesländer die Anzahl der in Betrieb befindlichen Biogasanlagen in Deutschland sowie die gesamte und durchschnittliche installierte elektrische Anlagenleistung Ende 2012 aufgeführt. Die Daten beruhen dabei auf der Befragung der Landwirtschafts- bzw. Umweltministerien sowie Landwirtschaftskammern und Landesanstalten für Landwirtschaft der jeweiligen Bundesländer.

Die hohe durchschnittliche elektrische Anlagenleistung für Hamburg ist auf die dort installierte Bioabfallanlage mit einer Leistung von 1 MW$_{el}$ zurückzuführen. Für die Stadtstaaten Berlin und Bremen sind bis auf Kläranlagen mit Gasnutzung keine Biogasanlagen erfasst.

Abbildung 12.4 zeigt die installierte elektrische Leistung bezogen auf die Landwirtschaftsfläche [kW$_{el}$/1.000 ha] in den einzelnen Bundesländern.

Ende 2012 waren 120 Anlagen zur Biogasaufbereitung und -einspeisung ins Erdgasnetz mit einer jährlichen Biomethaneinspeisekapazität von insgesamt rund 460 Millionen Nm³ in Betrieb. Die Einspeisekapazität betrug ca. 72.000 Nm³/h. Unter der Annahme einer vollständigen Verstromung würde dies einem installierten elektrischen Leistungsäquivalenz von rd. 345 MW$_{el}$ entsprechen [12-7].

Darüber hinaus wird an einigen Anlagenstandorten statt der Gaseinspeisung in das Erdgasnetz das Biogas vor Ort verstromt oder in wenigen Fällen direkt als Fahrzeugkraftstoff verwendet. Weitere Inbetriebnahmen und Erweiterungen von Biogaseinspeiseanlagen sind zu erwarten.

12.3.2 Biogasanwendung und Trends

Mit der EEG-Novelle 2012 setzte der Gesetzgeber verstärkte Akzente hin zur Verwertung von Rest- und Abfallstoffen. Diese umfassen tierische Exkremente, wie Gülle oder Stallmist, aber auch ökologisch wertvolle Anbaubiomasse, wie Wildblumenaufwuchs oder Landschaftspflegematerial. Insbesondere die nachhaltige energetische Nutzung von tierischen Exkrementen wird mit der Sondervergütung für Güllekleinanlagen gefördert. Die Erschließung dieser bisher nicht genutzten Potenziale stellt

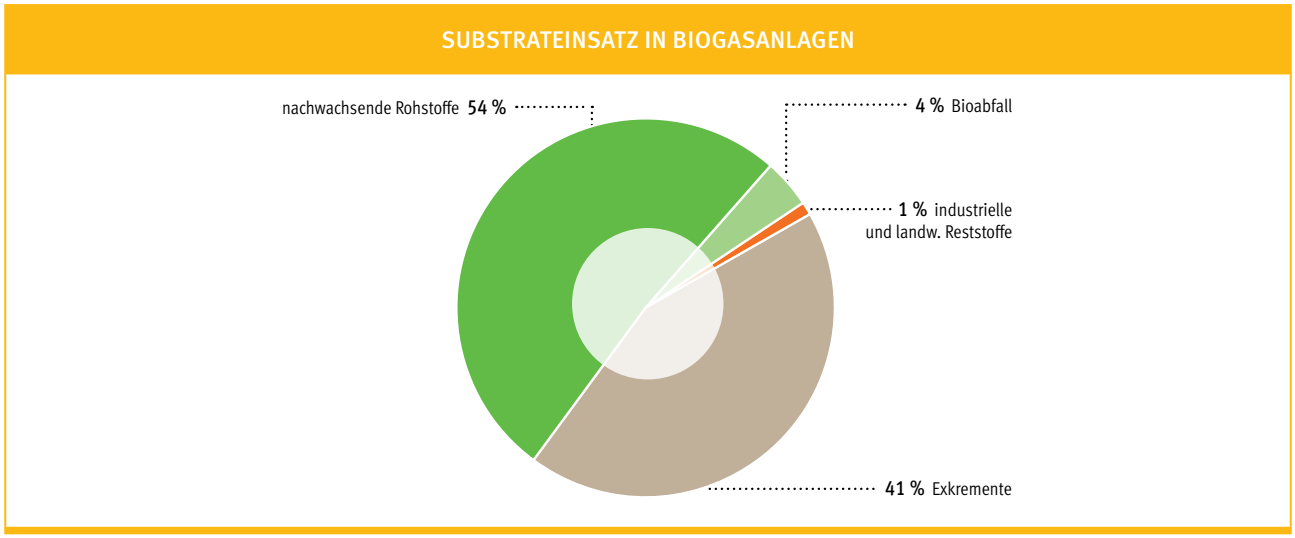


Abb. 12.5: Massebezogener Substrateinsatz in Biogasanlagen (Betreiberumfrage 2013) [12-7]

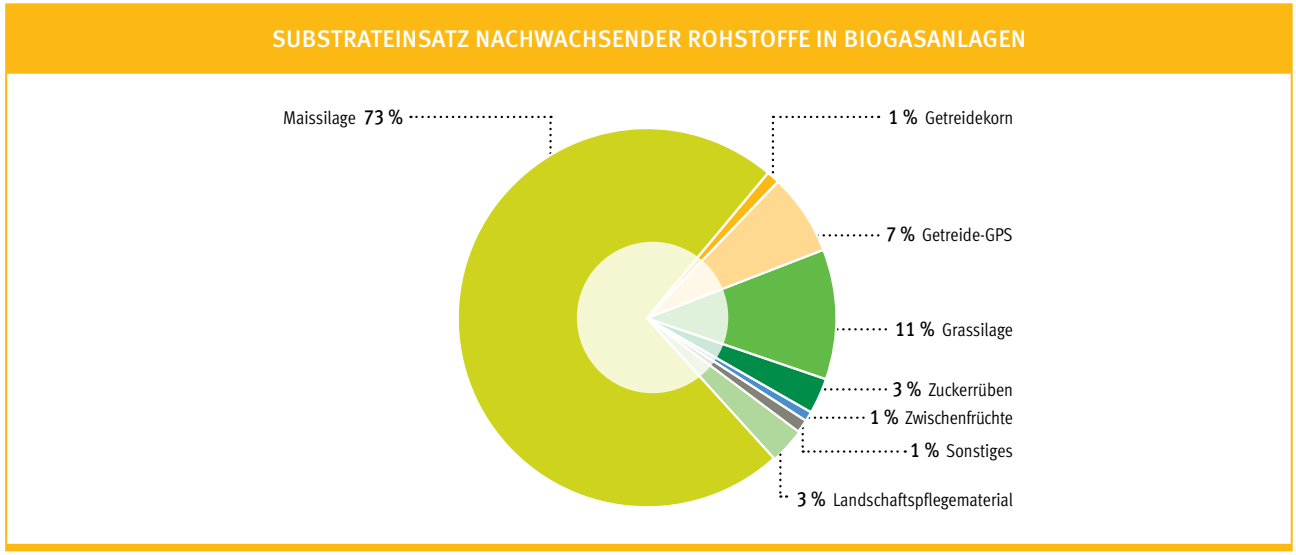


Abb. 12.6: Massebezogener Substrateinsatz nachwachsender Rohstoffe in Biogasanlagen (Betreiberumfrage 2013) [12-7]

eine gute Möglichkeit der Weiterentwicklung des Biogassektors insbesondere aus Nachhaltigkeitsgesichtspunkten dar.

Im technischen Bereich geht es zukünftig weiter um die Erhöhung der Effizienz und damit um die Senkung der Stromgestehungskosten, eine möglichst hohe Ausnutzung der eingesetzten und produzierten Energie (z. B. durch sinnvolle Wärmenutzung) und Nutzung des technischen Fortschrittes mit durchdachten Repowering-Maßnahmen. Hinzu kommt die weitere Minimierung von Umwelteinflüssen, etwa Methanschlupf oder Ammoniakemissionen.

Auch ist die im EEG 2012 besonders geförderte Option der Direktvermarktung und damit der bedarfsgerechten Stromproduktion ein Weg in die Zukunft. Im Kontext der erneuerbaren Energien stellt dieses ein ganz besonderes Merkmal der Stromproduktion aus Biogas und Biomasse dar.

Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz haben bereits in den letzten Jahren an Bedeutung gewonnen und die Weiterentwicklung stellt eine vielversprechende Möglichkeit der bedarfsorientierten Energiebereitstellung dar. Mit dem Gasnetz steht nicht nur ein sehr gut ausgebautes Transportmittel, sondern auch ein riesiger Speicher zur Verfügung. Die Aufbereitungstechnik kann sowohl bei Neuanlagen installiert als auch bei bestehenden Anlagen nachgerüstet werden. Neue und verbesserte Aufbereitungstechnologien können diese Möglichkeit auch für kleinere Anlagen wirtschaftlich interessant machen.

Für eine zunehmende Nutzung des Biomethans sind eine attraktive Erweiterung der Angebotspalette im Gasmarkt und der weitere Ausbau im Verkehrssektor (sowohl Tankstellen als auch Erdgasfahrzeuge) unerlässlich.

12.3.3 Eingesetzte Substrate

In Deutschland werden als Basissubstrat gegenwärtig – ausgehend von der Substratmasse – überwiegend Exkremente und nachwachsende Rohstoffe eingesetzt. Die Ergebnisse einer Betreiberumfrage aus dem Jahr 2013 zum massenbezogenen Substrateinsatz (Frischmasse) in Biogasanlagen, bei der etwa 800 Fragebögen berücksichtigt werden konnten, zeigt Abbildung 12.5 [12-7]. Danach werden massenbezogen 41 % Ex-

kremente und 54 % NawaRo eingesetzt, während der Anteil von Bioabfällen bei etwa 4 % liegt. Aufgrund verschiedener rechtlicher Regelungen in Deutschland werden Bioabfälle überwiegend in spezialisierten Abfallvergärungsanlagen behandelt. Die industriellen und landwirtschaftlichen Reststoffe bilden mit rund 1 % den kleinsten Anteil der eingesetzten Substratmengen. Der Einsatz landwirtschaftlicher Reststoffe stieg in den letzten Jahren nicht wie erwartet, obwohl bereits durch Regelungen im EEG 2009 ausgewählte landwirtschaftliche Reststoffe (vgl. EEG 2009, Anlage 2, Abs. V) Biogasanlagen zugeführt werden können, ohne dass dies zum Verlust des NawaRo-Bonus führt. Weiter verbesserte Rahmenbedingungen zur Bioabfallvergärung wurden mit der 2012-Novellierung des EEG geschaffen (vgl. EEG 2012, § 27a).

Auch aus Sicht des Energiegehaltes stellen nachwachsende Rohstoffe zurzeit die dominierende Substratart in Deutschland dar. Damit gehört Deutschland zu den wenigen europäischen Ländern, die ihre Primärenergieproduktion aus Biogas überwiegend aus anderen Quellen (wie dezentralisierten landwirtschaftlichen Anlagen) als aus Deponie- und Klärgas beziehen [12-4] (Bezugsjahr 2007).

Der Einsatz nachwachsender Rohstoffe in Biogasanlagen ist in der überwiegenden Mehrzahl aller landwirtschaftlichen Biogasanlagen Praxis. Bei den nachwachsenden Rohstoffen dominiert mengenmäßig Silomais den Markt (siehe auch Abbildung 12.6), wobei fast alle Biogasanlagen gleichzeitig mehrere nachwachsende Rohstoffe, z. B. auch Getreideganzpflanzensilage, Grassilage oder Zuckerrüben, einsetzen.

Dabei werden seit 2004 zunehmend Anlagen ausschließlich mit Energiepflanzen ohne Exkremente oder sonstige Kosubstrate betrieben. Durch den Einsatz von Fermentationshilfsstoffen wie z. B. Spurenelementmischungen ist der Betrieb inzwischen auch mikrobiologisch stabil möglich. Allerdings führte insbesondere die Steigerung des Einsatzes von Silomais zu erhöhten Anbaukonzentrationen. Um den stark wachsenden Anteil von Silomais einzuschränken, dürfen Neuanlagen seit dem 01.01.2012 daher nur noch maximal 60 Masse-% Maissilage verwenden (vgl. Kap. 7).

Details zu den einzelnen Substraten finden sich in Kap. 4.

12.4 Potenziale

Die Potenzialermittlung für die Gegenwart bzw. Prognosen zur Biogasgewinnung hängen von verschiedenen Faktoren ab. Die Potenziale im Bereich der Landwirtschaft sind u. a. von den ökonomischen Rahmenbedingungen, der Anbaustruktur und der Welternährungssituation abhängig. So treten die verschiedensten Nutzungskonkurrenzen für Biomasse aus der Landwirtschaft zwischen der Nahrungsmittelproduktion (inklusive Tierernährung), der stofflichen bzw. der energetischen Nutzung mit ihren wiederum konkurrierenden unterschiedlichen Konversionspfaden auf. Für Reststoffe aus der Landwirtschaft, den Kommunen und der Industrie können ebenfalls die verschiedensten stofflichen oder energetischen Verwertungspfade gewählt werden. Aus diesem Grund können abhängig von den getroffenen Annahmen bei Prognosen sehr unterschiedliche Ergebnisse erzielt werden.

12.4.1 Technische Primärenergiepotenziale

Biogas kann aus einer ganzen Reihe unterschiedlicher Stoffströme gewonnen werden. Deshalb werden nachfolgend für die unterschiedlichen potenziell nutzbaren Biomassefraktionen die technischen Primärenergiepotenziale der verschiedenen betrachteten Stoffströme sowie die korrespondierenden technischen Erzeugungs- (potenziell mögliche Strom- bzw. Wärmebereitstellung) bzw. Endenergiepotenziale* (d. h. die im Energiesystem nutzbare Endenergie) dargestellt. Die Substrate wurden in folgende Gruppen aufgegliedert:

- Kommunale Reststoffe,
- Industrielle Reststoffe,
- Ernterückstände und Exkremente,
- Nachwachsende Rohstoffe: Anbau auf etwa 0,55 Mio. ha in Deutschland (2007) für die Biogasgewinnung als minimales Potenzial und
- Nachwachsende Rohstoffe: Anbau auf insgesamt 1,15 Mio. ha in Deutschland (2007) bzw. 1,6 Mio. ha (2020) für die Biogasgewinnung als maximales Potenzial.

Für Deutschland errechnet sich ein technisches Primärenergiepotenzial für Biogas aus kommunalen Reststoffen von 47 PJ/a bzw. aus industriellen Reststoffen von 13 PJ/a (Abbildung 12.7). Die weitaus größten Potenziale liegen derzeit bzw. nach derzeitigen Prognosen auch in Zukunft im landwirtschaftlichen Sektor (u. a. bei den Ernterückständen und Exkrementen) trotz prognostizierter leicht sinkender Tendenz von 114 PJ/a im Jahr 2007 auf 105 PJ/a im Jahr 2020. Wesentlich größere Variationen bzgl. des Biogaspotenzials sind in den Flächen für NawaRo zu sehen, da die verfügbaren Flächen für den Energiepflanzenanbau in Konkurrenz zu anderen (energetischen) Nutzungsoptionen stehen können. Daher wird für das Biogaspotenzial aus NawaRo sowohl ein Min- als auch ein Max-Wert ausgewiesen.

Die ausschließlich zum Zweck der Energiegewinnung angebauten nachwachsenden Rohstoffe weisen für 2007 bei einer Anbaufläche von etwa 0,55 Mio. ha allein für die Biogasgewinnung in Deutschland ein technisches Primärenergiepotenzial von rd. 86 PJ/a auf**. Legt man die Annahme zu Grunde, dass

* Das technische Potenzial regenerativer Energien beschreibt den Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen nutzbar ist. Zusätzlich dazu werden i. Allg. strukturelle und ökologische Restriktionen (z. B. Naturschutzgebiete, Flächen für die angestrebte Biotopvernetzung in Deutschland) und gesetzliche Vorgaben (z. B. Zulässigkeit von hygienisch bedenklichen organischen Abfällen für den Einsatz in Biogasanlagen) berücksichtigt, da sie letztlich auch – ähnlich den (ausschließlich) technisch bedingten Eingrenzungen – oft „unüberwindbar" sind. Es kann dabei unterschieden werden hinsichtlich der Bezugsgröße für die Energie in
· technische Primärenergiepotenziale (z. B. die zur Biogasgewinnung verfügbaren Biomassen),
· technische Erzeugungspotenziale (z. B. Biogas am Ausgang einer Biogasanlage),
· technische Endenergiepotenziale (z. B. elektrische Energie aus Biogasanlagen beim Endverbraucher) und
· technische Endenergiepotenziale (z. B. Energie der heißen Luft aus dem Föhn, der mit elektrischer Energie aus einer Biogasanlage betrieben wird).

** Zur Vereinfachung wurde bei den Biogaspotenzialberechnungen für NawaRo unterstellt, dass die Flächen mit Mais angebaut werden. In der Praxis wird ein Mix aus nachwachsenden Rohstoffen in Biogasanlagen eingesetzt (vgl. Kapitel 12.3.3); der Anteil von Mais am Einsatz nachwachsender Rohstoffe in Biogasanlagen liegt bei etwa 73 % (bezogen auf die Frischmasse).

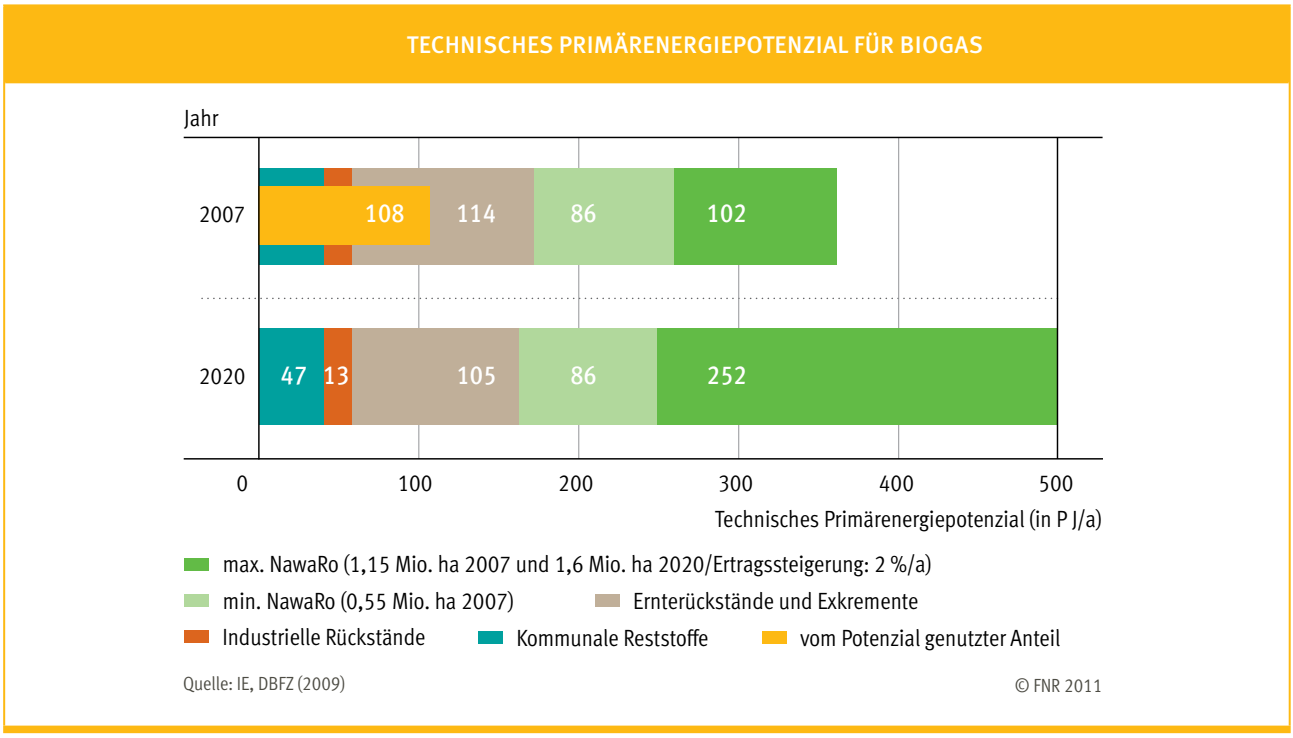


Abb. 12.7: Technisches Primärenergiepotenzial für Biogas in Deutschland 2007 bzw. 2020

maximal 1,15 Mio. ha für die Biogaserzeugung verfügbar wären, erhöht sich dieses Potenzial für 2007 um 102 PJ/a.

Unter der Annahme, im Jahr 2020 stünden rd. 1,6 Mio. ha Anbaufläche für die Biogasnutzung zur Verfügung und es wird eine Ertragssteigerung von jährlich 2 % berücksichtigt, kann von einem technischen Primärenergiepotenzial aus nachwachsenden Rohstoffen zur Biogasproduktion von insgesamt 338 PJ/a ausgegangen werden.

Hinsichtlich des genutzten Biogaspotenzials wird angenommen, dass 2007 etwa 108 PJ zur Biogasproduktion genutzt wurden. Dies entspricht rd. 42 % des prognostizierten Biogaspotenzials bei minimalem Nawaro-Einsatz (0,55 Mio. ha) bzw. rd. 30 % bei maximalem Nawaro-Einsatz (1,15 Mio. ha).

12.4.2 Technische Endenergiepotenziale

Die dargestellten Erzeugungspotenziale können in Wärme und/oder Strom umgewandelt werden. Dabei beschreiben die nachfolgend ausgewiesenen Erzeugungspotenziale die bereitstellbare Wärme bzw. den produzierbaren Strom ohne und die Endenergiepotenziale mit Berücksichtigung nachfrageseitiger Restriktionen. Letztere bilden damit den Beitrag der Biogaserzeugung und -nutzung zur Deckung der End- bzw. Nutzenergienachfrage am besten ab.

12.4.2.1 Stromerzeugung

Mit einem Umwandlungswirkungsgrad zur Stromerzeugung in Motoren bzw. in Blockheizkraftwerken (BHKW) von rund 38 % errechnet sich aus dem aufgezeigten Erzeugungspotenzial ein potenzielles Stromaufkommen und damit ein technisches Endenergiepotenzial von maximal 137 PJ/a für das Jahr 2007. Setzt man für das Jahr 2020 einen durchschnittlichen elektrischen Wirkungsgrad von 40 % an, können nach heutigen Abschätzungen maximal 201 PJ/a als technisches Endenergiepotenzial angenommen werden.

12.4.2.2 Wärmebereitstellung

Mit einem Umwandlungswirkungsgrad zur ausschließlichen Wärmebereitstellung von 90 % errechnet sich ein potenzielles Wärmeaufkommen bzw. Endenergiepotenzial für 2007 von 325 PJ/a. Wird demgegenüber ein ausschließlicher Einsatz in Blockheizkraftwerken (BHKW) zur Kraft-Wärme-Kopplung unterstellt und hier von einem thermischen Wirkungsgrad 50 % ausgegangen, ermittelt sich ein technisches Endenergiepotenzial allein für die Wärme von 181 PJ/a für das Jahr 2007.

12.5 Ausblick

Die im Wesentlichen im landwirtschaftlichen Sektor bestehenden technischen Potenziale der Biogasgewinnung in Deutschland sind nach wie vor beachtlich und energiewirtschaftlich relevant. Der starke Ausbau der Biogasgewinnung und -nutzung hat in den letzten Jahren zwar zu einer merklichen Reduzierung der noch verfügbaren Potenziale geführt, so dass die Standortsuche für eine Biogasanlage z.T. schwieriger geworden ist, insgesamt sind aber im landwirtschaftlichen Sektor noch Potenziale vorhanden, die einen weiteren Ausbau der Biogasnutzung ermöglichen. Die Nutzung des bereitgestellten Energieträgers Biogas hat sich aufgrund der Anreizwirkung des EEG 2004 und 2009 zur Abwärmenutzung (KWK) und der Wärmenutzungsverpflichtung nach EEG 2012 in den letzten Jahren deutlich verbessert, so dass heute neben der Elektroenergie mehr als ein Drittel der bereitgestellten Wärmeenergie zur Substitution fossiler Energieträger beitragen. Insbesondere neue Anlagen wer-

den kaum noch ohne ein umfassendes Wärmenutzungskonzept errichtet. Bei älteren Anlagen ist allerdings noch ein relevantes Potenzial ungenutzter Abwärme verfügbar, das in der Zukunft erschlossen werden sollte.

Die zur Erschließung der Potenziale eingesetzte Anlagentechnik hat inzwischen – mit erhöhten Anforderungen aus genehmigungsrechtlicher Sicht – einen sehr guten Standard erreicht, der sich oft mit industriellen Anlagen anderer Branchen vergleichen lässt. Die Anlagen sind deutlich verlässlicher und betriebssicherer geworden. Die regelmäßig in der Presse zu findenden Unfallmeldungen über Biogasanlagen sind dabei eher der in Deutschland inzwischen hohen Anzahl von Biogasanlagen sowie in Einzelfällen nicht den üblichen Anforderungen entsprechenden Bauausführungen geschuldet als der meist üblichen Anlagenqualität. Verbesserungspotenziale weisen dabei die meisten Systemkomponenten weiterhin auf, wobei diese Potenziale häufig aus Sicht der Anlageneffizienz erschlossen werden sollten.

Die Biogasgewinnung und -nutzung stellt grundsätzlich einen ökologisch gegenüber fossilen Energieträgern sehr vorteilhaften Pfad der Energiebereitstellung dar. Insbesondere wenn Reststoffe und Rückstände, für die keine zusätzlichen Aufwendungen notwendig sind, zu Biogas umgesetzt werden, ist diese Vorteilhaftigkeit gegeben. Besonderes Augenmerk ist aus diesem Gesichtspunkt auf die effiziente und möglichst vollständige Nutzung des Energieträgers Biogas zu lenken.

Der Biogasanlagenbestand hat sich in Deutschland in den vergangenen zehn Jahren mehr als verfünffacht. Die Gesamtleistung der Anlagen ist von etwa 45 MW_{el} (1999) auf über 3.000 MW_{el} (Ende 2012) angestiegen, wobei die durchschnittlich pro Anlage installierte elektrische Leistung von 53 auf 425 kW_{el} zugenommen hat. Es ist davon auszugehen, dass sich dieser Trend in deutlich verminderter Intensität fortsetzt.

Ungeachtet der noch zu lösenden Optimierungsfragen stellt die Gewinnung und Nutzung von Biogas eine ausgereifte und marktgängige Technologie dar. Sie ist als eine vielversprechende Option zur Nutzung regenerativer Energien anzusehen, die in den nächsten Jahren verstärkt zu einer nachhaltigen Energiebereitstellung sowie zur Senkung der Emission von Treibhausgasen beitragen wird. Der vorliegende Leitfaden soll einen Beitrag zu dieser Entwicklung leisten.

12.6 Literaturverzeichnis

[12-1] Vogt, R. et al.: Optimierung für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. IFEU, Heidelberg (Koordinator) und IE, Leipzig, Öko-Institut, Darmstadt, Institut für Landschaftsarchitektur und Umweltplanung, TU Berlin, S. Klinski, Berlin, sowie im Unterauftrag Peters Umweltplanung, Berlin. Forschungsprojekt des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Endbericht mit Materialband (Bd. A–Bd. Q), Heidelberg 2008. www.ifeu.de; www.erneuerbare-energien.de

[12-2] AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.: Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2011, Berlin, 02/2012

[12-3] Thrän, D. et al.: Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Zwischenbericht „Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse 2008“, März 2009. Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH in Kooperation mit der Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, FKZ: 03MAP138, www.erneuerbare-energien.de/inhalt/36204/4593/ (Stand: 4.8.2009)

[12-4] BIOGAS BAROMETER – JULY 2008; www.eurobserv-er.org/downloads.asp (Stand: 20.08.2009)

[12-5] Majer, S., Daniel, J.: Einfluss des Gülleanteils, der Wärmeauskopplung und der Gärrestlagerabdeckung auf die Treibhausgasbilanz von Biogasanlagen. KTBL-Tagung „Ökologische und ökonomische Bewertung nachwachsender Energieträger“, 08./09. September 2008, Aschaffenburg

[12-6] Statistisches Bundesamt: Bodenfläche (tatsächliche Nutzung). Deutschland und Bundesländer. GENESIS-ONLINE Datenbank, www.genesis.destatis.de/genesis/online

[12-7] Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH: Stromerzeugung aus Biomasse, Zwischenbericht, 15.06.2013, Leipzig

[12-8] Fachverband Biogas e.V.: www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/13-05-22_Biogas%20Branchenzahlen_2012-2013.pdf (Stand: 4.6.2013)

[12-9] BMU: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, Stand: Februar 2013

13 BEISPIELPROJEKTE

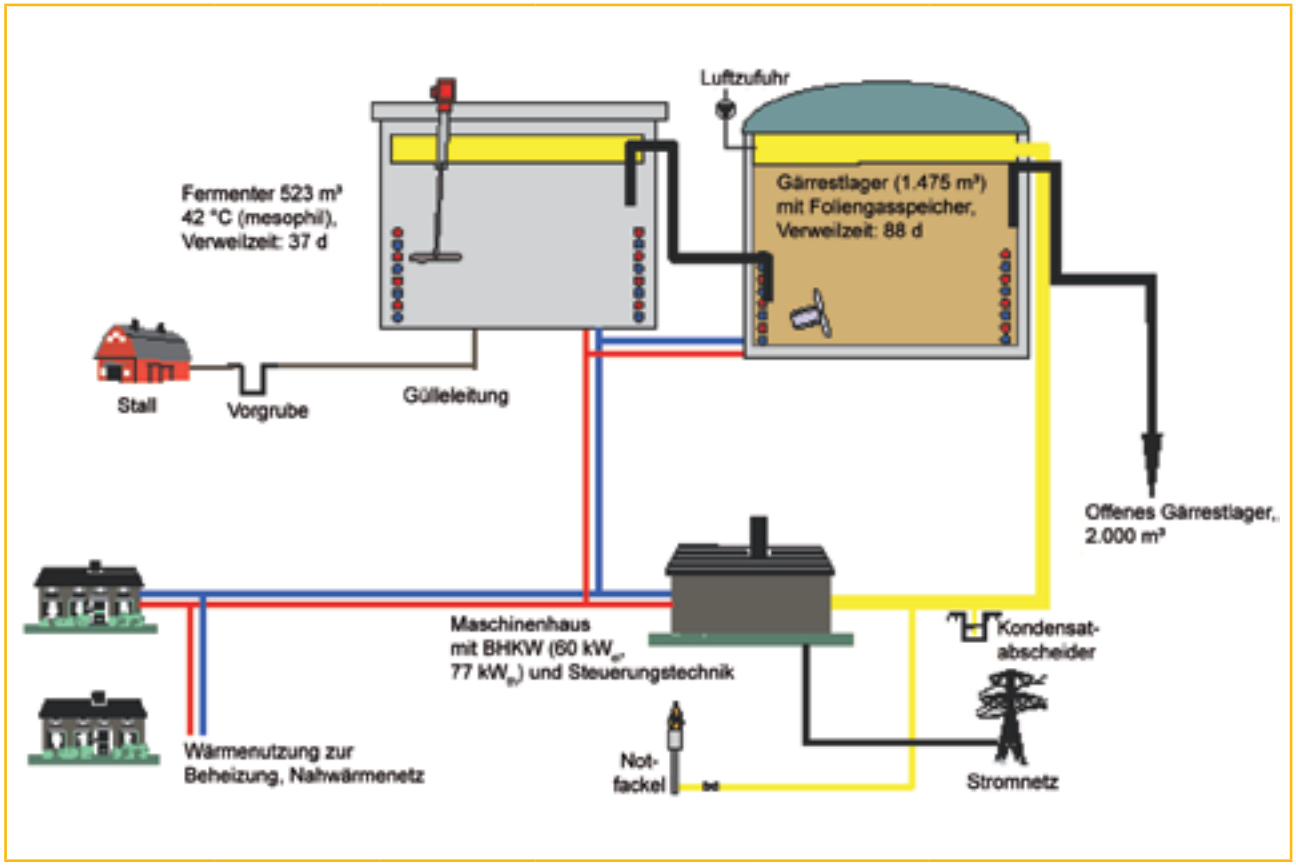
In diesem Kapitel werden sechs Biogasanlagen beispielhaft vorgestellt. Es wird das Verfahrensfließbild schematisch dargestellt und es werden wichtige Informationen zu Verfahrenstechnik, Substratumsatz sowie zu verschiedenen Betriebsparametern geliefert. Die dargestellten Biogasanlagen weisen ausschließlich als Gasverwertung die Verstromung in einem Blockheizkraftwerk auf. Es werden unterschiedliche Verfahren zur Biogaserzeugung dargestellt, wobei die Einteilung der Anlagen nach unterschiedlichen Größenklassen anhand der installierten elektrischen Leistung erfolgt.

Die dargestellten Anlagenbeispiele 2, 4, 5 und 6 sind im Rahmen des Bundesmessprogramms II zur Bewertung von Biogasanlagen wissenschaftlich untersucht worden. Der dazugehörigen Publikation „Biogas-Messprogramm II – 61 Biogasanlagen im Vergleich“ (Hrsg. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe) sind weitergehende Informationen zu den Biogasanlagen anhand der Anlagennummern zu entnehmen.

Die Biogasanlage 1 wurde im Rahmen der vorliegenden Aktualisierung als eine reine Gülleanlage anhand von Modellannahmen recherchiert. Bei der Anlage 3 handelt es sich um eine Beispielanlage zur Vergärung von hydraulisch anspruchsvollen Substraten (z. B. Festmist oder Gras).

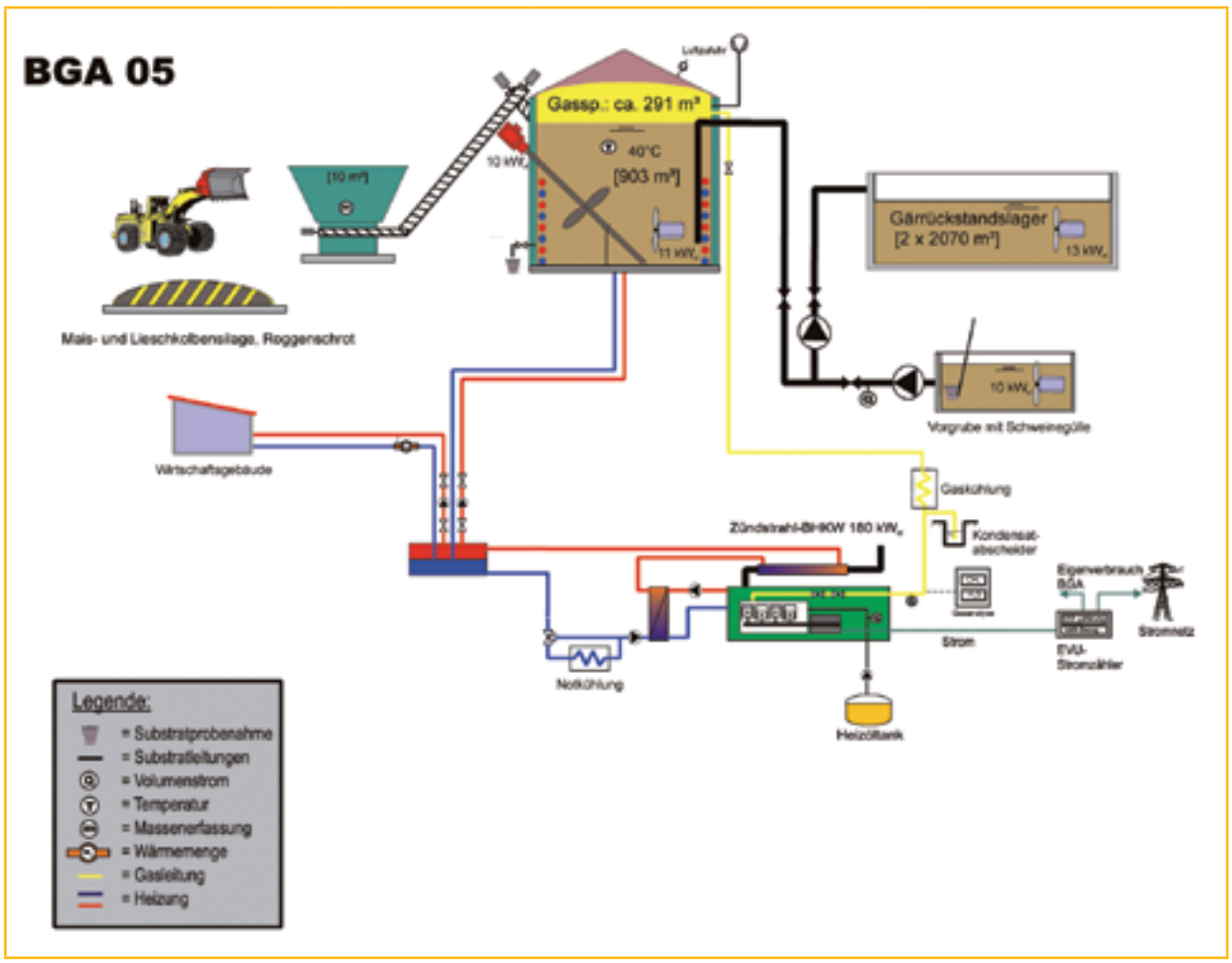
Abb. 13.1: Landwirtschaftliche Biogasanlage [PlanET Biogastechnik GmbH]

13.1 Anlagenbeispiel 1 Güllekleinanlage (60 kW_{el})



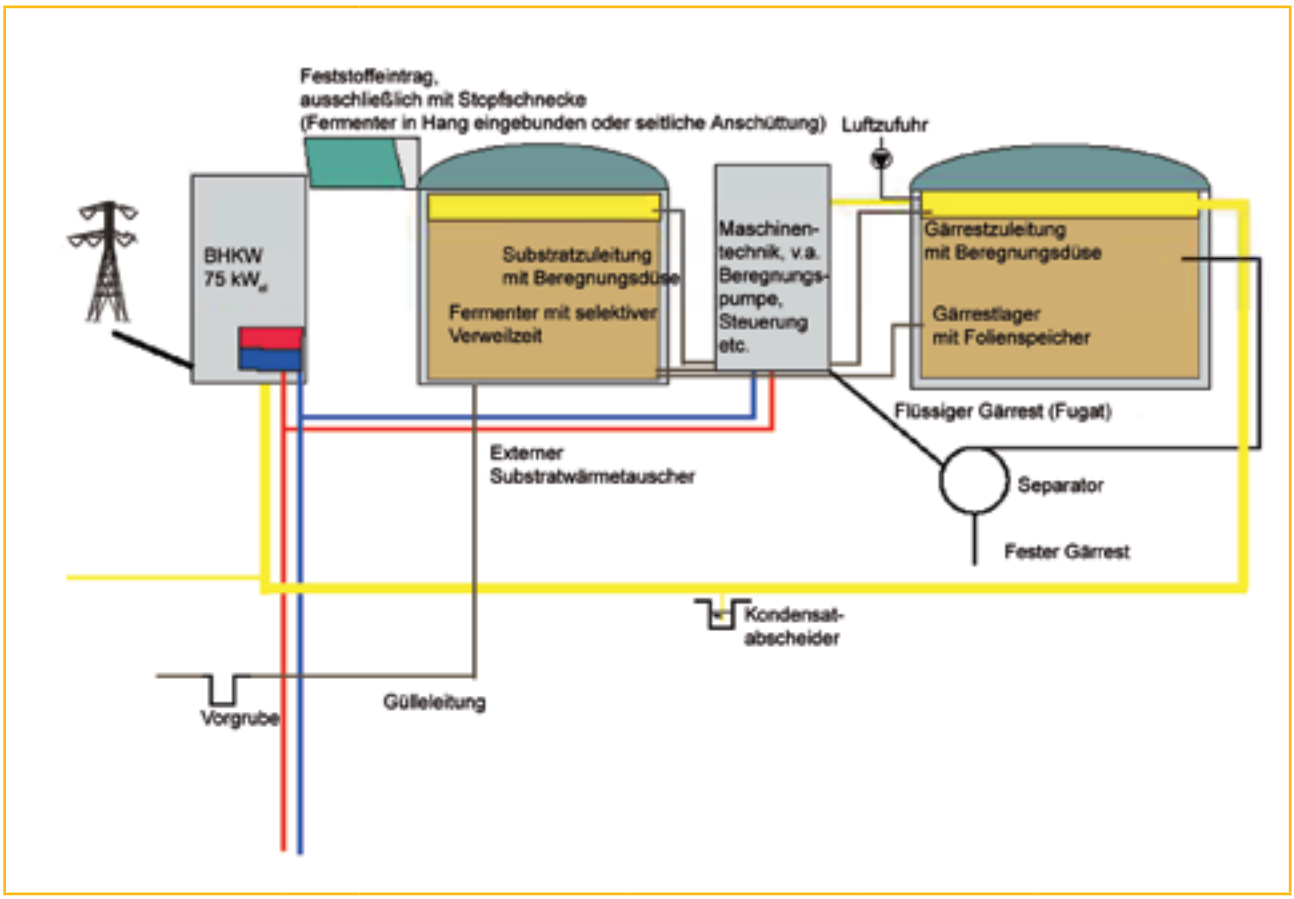
Allgemeine Daten					
Landwirtschaftliche Nutzfläche	320 ha, 180 ha Ackerland, 140 ha Grünland				
Tierbesatz	Milchkühe, 200 Kühe mit Nachzucht (280 GV)				
Rindergülle	6.000 m^3/Jahr (inclusive Futterresten und Einstreu), 100 %				
Biogasanlage					
Anzahl Fermenter	[Stck]	1	Gärrückstandslager (gasdicht)	[m^3]	1.475 (+ offenes Gärrückstandslager 2.000 m^3)
Reaktorsystem		stehend	Verweilzeit	[d]	37
Arbeitsvolumen	[m^3]	523	Gesamtverweilzeit im		
Betriebstemperatur	[°C]	42 (mesophil)	gasdichten System	[d]	125
Durchmischung	Stabrührwerk von oben (Fermenter)		CH_4-Produktivität	[$Nm^3CH_4/(m^3AVd)$]	0,53
	Tauchmotorrührwerk (Gärrückstandslager)		CH_4-Ausbeute	[Nm^3CH_4/t FM]	16,5
				[Nm^3CH_4/t oTS]	164
BHKW					
Anzahl BHKW		1			
Typ		Gasmotor	el. Nennleistung	[kW_{el}]	60 (gedrosselt von 75)
			th. Nennleistung	[kW_{th}]	77

13.2 Anlagenbeispiel 2 (bis 200 kW_{el})



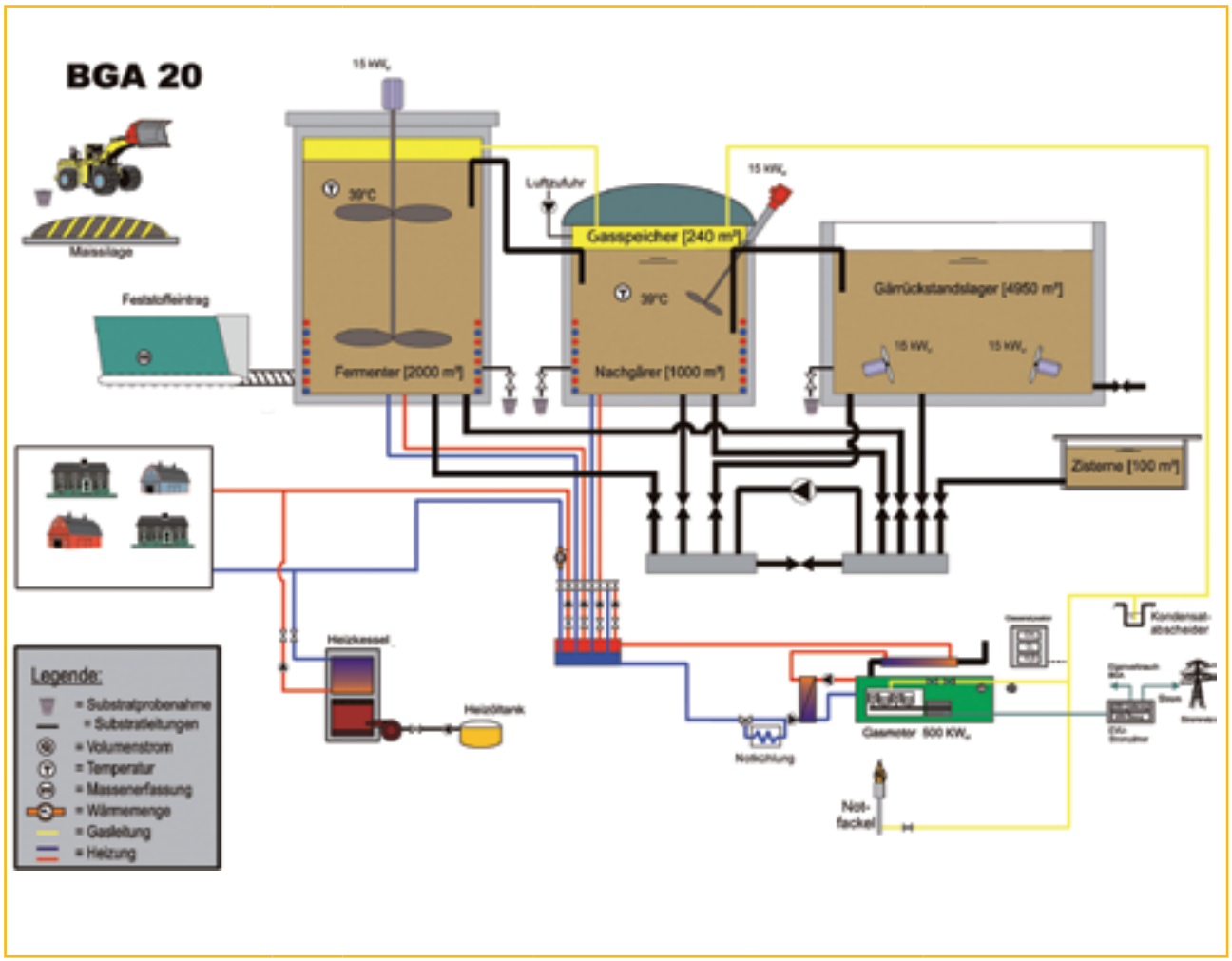
Allgemeine Daten					
Landwirtschaftliche Nutzfläche	1.860 ha Ackerland, 249 ha Grünland; 110 ha NawaRo-Anbau für BGA				
Tierbesatz	Mastschweine, 2.750 Mastplätze				
Substratumsatz	7.358 t/Jahr				
• Schweinegülle	73 %				
• Maissilage	12 %				
• Lieschkolbensilage	9 %				
• Roggenkörner	6 %				
Biogasanlage					
Anzahl Fermenter	[Stck]	1	Gesamtraumbelastung	[kg oTS/m^3AVd]	3,8
Reaktorsystem		stehend	Gesamtverweilzeit	[d]	46
Arbeitsvolumen	[m^3]	903	CH_4-Produktivität	[Nm^3CH_4/(m^3AVd)]	1,18
Betriebstemperatur	[°C]	40	CH_4-Ausbeute	[Nm^3CH_4/t FM]	54
Endlager	[m^3]	2 × 2.070		[Nm^3CH_4/t oTS]	313
BHKW					
Anzahl BHKW		1			
Typ		Zündstrahlaggregat	el. Nennleistung	[kW_{el}]	180
			th. Nennleistung	[kW_{th}]	185

13.3 Anlagenbeispiel 3 (bis 250 kW_{el}; Beregnungsverfahren, besondere Eignung für Halmgut)



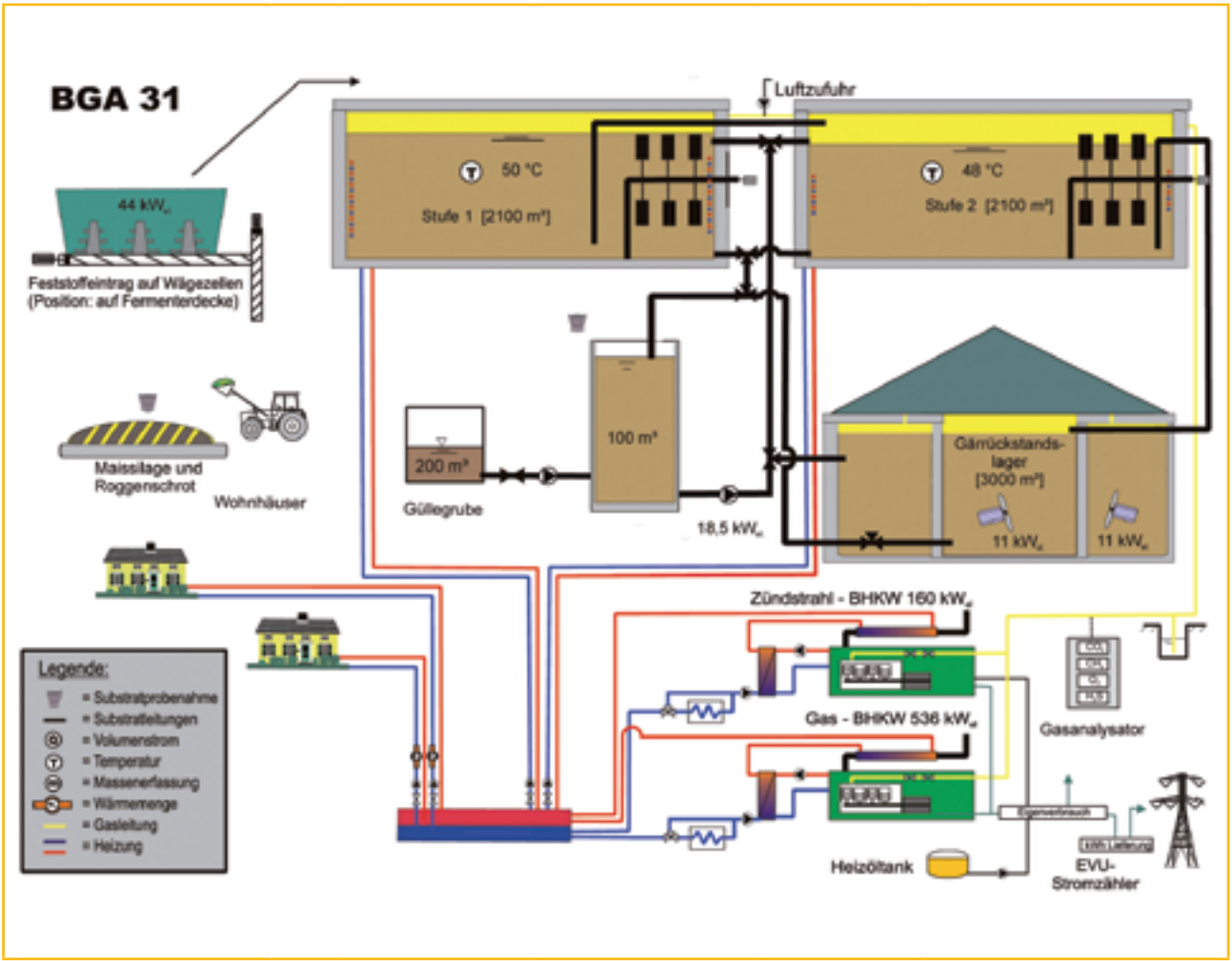
Allgemeine Daten					
Landwirtschaftliche Nutzfläche	400 ha Ackerland, 150 ha Grünland; 2-schnittiges Kleegras vom Ackerland (mehrere Biobetriebe) für die Biogasanlage (Landschaftspflegematerial)				
Tierbesatz	50 Milchkühe, 50 Mutterkühe,60 Pensionspferde; Zukauf: Mist von 50 Ziegen, 50 Milchkühen, 30 Pferden				
Substratumsatz	6.750 t/Jahr				
• Landschaftspflegematerial, Grünlandaufwuchs, Kleegras	3.500 t/Jahr (52 %)				
• Rindergülle	1.000 t/Jahr (15 %)				
• Rindermist	1.000 t/Jahr (15 %)				
• Pferdemist	750 t/Jahr (11 %)				
• Maissilage	500 t/Jahr (7 %)				
Biogasanlage					
Anzahl Fermenter	[Stck]	1	Gesamtraumbelastung	[kg oTS/m^3AVd]	2,1
Reaktorsystem		stehend mit Hydrolysezone	Verweilzeit	[d]	selektiv, Mittelwert 130
Arbeitsvolumen	[m^3]	2.400	Gesamtverweilzeit im		
Gärrückstandslager	[m^3]	3.700	gasdichten System	[d]	152
Betriebstemperatur	[°C]	40 (mesophil)			
Durchmischung		Beregnung von oben über frequenzgesteuerte Pumpe			
BHKW					
Anzahl BHKW		1			
Typ		Gasmotor MAN	el. Nennleistung	[kW_{el}]	250
			th. Nennleistung	[kW_{th}]	264

13.4 Anlagenbeispiel 4 (bis 500 kW_{el})



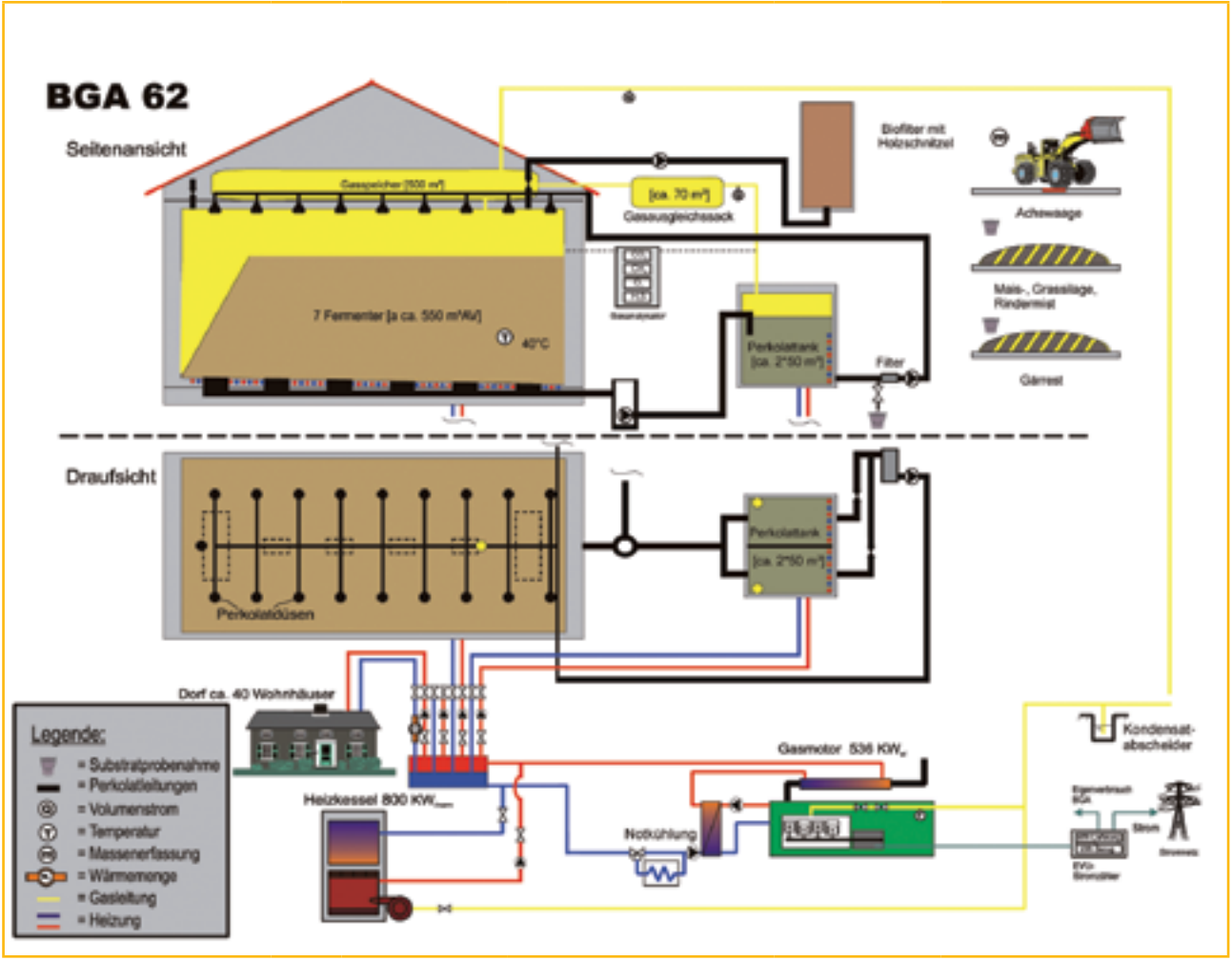
Allgemeine Daten					
Landwirtschaftliche Nutzfläche	730 ha Ackerland, 12 ha Grünland; 220 ha NawaRo-Anbau für BGA				
Tierbesatz	keine, reiner Ackerbaubetrieb				
Substratumsatz	8.419 t/Jahr				
• Maissilage	94 %				
• Weizen-GPS	3 %				
• Rindergülle	3 %				
Biogasanlage					
Anzahl Fermenter	[Stck]	2	Gesamtraumbelastung	[kg oTS/m^3AVd]	2,2
Reaktorsystem		stehend	Gesamtverweilzeit	[d]	146
Arbeitsvolumen	[m^3]	3.000	CH_4-Produktivität	[Nm^3CH_4/(m^3AVd)]	0,83
Betriebstemperatur	[°C]	39	CH_4-Ausbeute	[Nm^3CH_4/t FM]	114
Zisterne	[m^3]	100		[Nm^3CH_4/t oTS]	437
Endlager	[m^3]	4.950			
BHKW					
Anzahl BHKW		1			
Typ		Gasmotor	el. Nennleistung	[kW_{el}]	500
			th. Nennleistung	[kW_{th}]	600

13.5 Anlagenbeispiel 5 (bis 1.000 kW_{el})



Allgemeine Daten					
Landwirtschaftliche Nutzfläche	210 ha Ackerland, 50 ha Grünland; 185 ha NawaRo-Anbau für BGA				
Tierbesatz	Milchvieh, 70 St.				
Substratumsatz	10.651 t/Jahr				
• Maissilage	64 %		• Weizenschrot	0,5 %	
• Roggen-GPS	20 %		• Körnermais	2 %	
• Rindergülle	7 %		• Stroh	0,5 %	
• Grassilage	5 %		• Grünroggen	1 %	
Biogasanlage					
Anzahl Fermenter	[Stck]	2	Gesamtraumbelastung	[kg oTS/m^3AVd]	2,1
Reaktorsystem		stehend	Gesamtverweilzeit	[d]	144
Arbeitsvolumen	[m^3]	4.200	CH_4-Produktivität	[Nm^3CH_4/(m^3AVd)]	0,98
Betriebstemperatur	[°C]	49	CH_4-Ausbeute	[Nm^3CH_4/t FM]	140
Vorgrube	[m^3]	200		[Nm^3CH_4/t oTS]	464
Endlager (gasdicht)	[m^3]	3.000			
BHKW					
Anzahl BHKW		2	el. Nennleistung 1	[kW_{el}]	160
Typ 1		Zündstrahlmotor	el. Nennleistung 2	[kW_{el}]	536
Typ 2		Gasmotor	th. Nennleistung 1	[kW_{th}]	180
Zündölanteil 1	[%]	14	th. Nennleistung 2	[kW_{th}]	500

13.6 Anlagenbeispiel 6 zur Feststoffvergärung (Boxenverfahren)



Allgemeine Daten					
Landwirtschaftliche Nutzfläche	125 ha Ackerland, 10 ha Grünland; 95 ha NawaRo-Anbau für BGA				
Tierbesatz	k. A.				
Substratumsatz	11.017 t/Jahr				
• Maissilage	42 %		• Zuckerrüben	6 %	
• Grassilage	14 %		• Gras (frisch)	6 %	
• Grünroggen	9 %		• Schweinemist	1 %	
• Stroh	2 %		• Rindermist	20 %	
Biogasanlage					
Reaktorsystem		Garagenverfahren	Gesamtraumbelastung	[kg oTS/m³AVd]	2,1
Anzahl Garagen	[Stck]	7	Verweilzeit pro Garage	[d]	24
Arbeitsvolumen pro Garage	[m³]	550	Gesamtverweilzeit	[d]	69
Betriebstemperatur	[°C]	40	CH_4-Produktivität Garage	[$Nm^3CH_4/(m^3AVd)$]	0,56
Perkolattank	[m³]	100	CH_4-Produktivität Perkolattank	[$Nm^3CH_4/(m^3AVd)$]	0,37
			CH_4-Ausbeute	[Nm^3CH_4/t FM]	72
				[Nm^3CH_4/t oTS]	273
BHKW					
Anzahl BHKW		1			
Typ		Gasmotor	el. Nennleistung	[kW_{el}]	536
			th. Nennleistung	[kW_{th}]	536

ANHANG

GLOSSAR

Abbaugrad [1]	Auf den Ausgangsgehalt des Substrates bezogene Verminderung der Konzentration an organischer Substanz durch anaeroben Abbau
Abfall, allgemein	Rückstände aus Produktion und Konsum, deren sich ihr Besitzer entledigt, entledigen will oder entledigen muss
Abfallentsorgung [2]	Nach dem Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz umfasst die Abfallentsorgung die Verwertung und die Beseitigung von Abfällen
Ammoniak (NH_3)	Stickstoffhaltiges Gas, entsteht aus dem Abbau stickstoffhaltiger Verbindungen, wie z. B. Eiweiß, Harnstoff und Harnsäure
Anaerobe Abbaubarkeit [1]	Grad der mikrobiellen Umsetzung von Substraten oder Kosubstraten, im Allgemeinen ausgedrückt als Biogasbildungspotenzial
Anaerobe Behandlung [1]	Biotechnologischer Prozess unter Ausschluss von Luft (-sauerstoff) mit dem Ziel des Abbaus von Organik unter Gewinnung von Biogas
Anaerobe Mikroorganismen [3]	Anaerobier, die unter Abwesenheit von Sauerstoff wachsen; für einige kann die Anwesenheit von Sauerstoff tödlich sein
Aufbereitung	Verfahrensschritt zur Behandlung von Substraten oder Gärrückständen (z. B. Zerkleinern, Abtrennung von Störstoffen, Homogenisierung, Fest-Flüssig-Trennung)
Biogas [1]	Gasförmiges Produkt der Vergärung, das hauptsächlich aus Methan und Kohlendioxid besteht und je nach Substrat außerdem Ammoniak, Schwefelwasserstoff, Wasserdampf und andere gasförmige oder verdampfbare Bestandteile enthalten kann
Biogasanlage [4]	Anlage zur Erzeugung, Lagerung und Verwertung von Biogas unter Einschluss aller, dem Betrieb dienenden, Einrichtungen und Bauten; die Erzeugung erfolgt aus der Vergärung organischer Stoffe
Biologischer Abbau [5]	Zerlegung organischer Substanzen, z. B. pflanzliche und tierische Rückstände, durch Mikroorganismen in einfachere Verbindungen
Blockheizkraftwerk (BHKW)	Aggregat zur Umwandlung chemisch gebundener Energie in Elektro- und Wärmeenergie auf der Basis eines Motors und eines daran gekoppelten Generators
C/N-Verhältnis [6]	Massenverhältnis von Gesamtkohlenstoff zu Gesamtstickstoff in organischem Material, das für den biologischen Abbau bestimmend ist
Durchsatz	Je nach Definition handelt es sich um einen Volumen- oder Massenstrom
Emissionen	Die von einer Anlage oder einem technischen Vorgang in die Atmosphäre gelangenden gasförmigen, flüssigen oder festen Stoffe sowie Geräusche, Erschütterungen, Licht, Wärme und Strahlen.
Endenergieträger [7]	Unter Endenergieträgern werden Energieträger und unter Endenergie der Energieinhalt der Endenergieträger bzw. der entsprechenden Energieströme verstanden, die der Endverbraucher bezieht (z. B. Heizöl im Öltank des Endverbrauchers, Holzhackschnitzel vor der Feuerungsanlage, elektrische Energie im Haushalt, Fernwärme an der Hausübergabestation). Sie resultieren aus Sekundär- oder ggf. Primärenergieträgern bzw. -energien, vermindert um die Umwandlungs- und Verteilungsverluste, den Eigenverbrauch der Energieumwandlungen bis zur Endenergie sowie den nicht-energetischen Verbrauch. Sie sind für die Umwandlung in Nutzenergie verfügbar.
Entschwefelung	Chem.-physikalisches, biologisches oder kombiniertes Verfahren zur Senkung des Schwefelwasserstoffgehalts im Biogas
explosionsgefährdete Bereiche [4]	Räumliche Bereiche, in denen auf Grund der örtlichen und betrieblichen Verhältnisse eine explosionsfähige Atmosphäre auftreten kann
Fermenter (Reaktor, Gärbehälter, Faulbehälter) [4]	Behälter, in dem der mikrobiologische Abbau des Substrates bei gleichzeitiger Biogasbildung stattfindet

Feststoffeinbringung	Verfahren zum Einbringen von nicht pumpfähigen Substraten oder Substratgemischen direkt in den Fermenter
Fettabscheider	Anlage zum physikalischen Abscheiden nicht emulgierter organischer Öle und Fette, die z. B. in den Abwässern von Gaststätten, Großküchen, Schlacht- und Verarbeitungsbetrieben der Fleisch- und Fischindustrie, Margarinefabriken und Ölmühlen enthalten sind (vgl. DIN 4040)
Gärrückstand	Flüssiger oder fester Rückstand der Biogasgewinnung, der organische und anorganische Bestandteile enthält
Gärrückstandslager (Güllelager) [4]	Behälter oder Erdbecken, in dem Gülle, Jauche sowie das vergorene Substrat vor der weiteren Nutzung gelagert wird
Gasdom [4]	Aufsatz auf Gärbehälter, in dem das Biogas gesammelt und abgezogen wird
Gaslager [4]	Raum oder Bereich, in dem der Gasspeicher untergebracht ist
Gasspeicher [4]	Gasdichter Behälter oder Foliensack, in dem das Biogas zwischengespeichert wird
Hygienisierung	Ggf. zusätzlicher Verfahrensschritt zur Reduzierung und/oder Eliminierung von Krankheitserregern und/oder Phytopathogenen (Desinfektion) (s. a. BioAbfV oder Verordnung [EG] 1069/2009)
Inverkehrbringen	Ist das Anbieten, Vorrätighalten zur Abgabe, Feilhalten und jedes Abgeben von Produkten an andere; Begriff u. a. aus der Düngemittelverordnung (DüMV)
Kohlenstoffdioxid (CO_2) [5]	Farbloses, unbrennbares, leicht säuerlich riechendes, an sich ungiftiges Gas, das neben Wasser als Endprodukt aller Verbrennungsvorgänge entsteht, 4–5 % in der Luft wirken betäubend, ab 8 % tödliche Wirkung durch Erstickung
Kondensat	Im Fermenter entstandenes Biogas ist wasserdampfgesättigt und muss vor Verwertung im BHKW entwässert werden. Die gezielte Kondensation erfolgt über eine ausreichend angelegte Erdleitung in einen Kondensatabscheider oder über eine Trocknung des Biogases.
Kosubstrat [1]	Rohstoff für eine Vergärung, der jedoch nicht der Rohstoff mit dem prozentual größten Anteil am gesamten zu vergärenden Stoffstrom ist
Kraft-Wärme-Kopplung	Gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in elektrische (oder mechanische) Energie und in Wärme, die zur energetischen Nutzung bestimmt ist (Nutzwärme)
Methan (CH_4) [8]	Farbloses, geruchsloses und ungiftiges Gas; verbrennt zu Kohlendioxid und Wasser; Methan zählt zu den wichtigsten Treibhausgasen und ist Hauptbestandteil von Bio-, Klär-, Deponie- und Erdgas. Ab 4,4 Vol-% in der Luft bildet es ein explosionsfähiges Gasgemisch.
Nachwachsende Rohstoffe (NawaRo) [5]	Sammelbegriff für stofflich und energetisch genutzte Biomasse (keine Futter- und Lebensmittel) Es handelt sich hierbei i. d. R. um landwirtschaftlich erzeugte Rohstoffe wie Mais, Rüben, Gras, Sorghum oder Grünroggen, die nach Silierung einer energetischen Anwendung zugeführt werden.
Normkubikmeter Nm^3 oder m_N^3 [10]	Ein Normkubikmeter ist die Menge, die einem Kubikmeter Gas bei einem Druck von 1,01325 bar, einer Luftfeuchtigkeit von 0 % (Trockenes Gas) und einer Temperatur von 0° C entspricht.
Organischer Trockensubstanzanteil (oTS)	Der oTS ist der um den Wasseranteil und die anorganische Substanz reduzierte Anteil eines Stoffgemisches. Er wird in der Regel durch Trocknen bei 105 °C und nachfolgendes Glühen bei 550 °C ermittelt.
Primärenergieträger [7]	Stoffe oder Energiefelder, die noch keiner technischen Umwandlung unterworfen wurden und aus denen direkt oder durch eine oder mehrere Umwandlungen Sekundärenergie oder -träger gewonnen werden können (z. B. Steinkohle, Braunkohle, Erdöl, Biomasse, Windkraft, Solarstrahlung, Erdwärme).
Raumbelastung [1]	Verhältnis der täglich in die Vergärungsanlage zugeführten Menge an Substrat zum Fermentervolumen (Einheit: kg oTS/(m^3 ·d))
Schwefeldioxid (SO_2) [5]	Farbloses, stechend riechendes Gas. Schwefeldioxid ist in der Atmosphäre einer Reihe von Umwandlungsprozessen unterworfen, als deren Folge beispielsweise schweflige Säure, Schwefelsäure, Sulfite, Sulfate u. a. Stoffe entstehen können.
Schwefelwasserstoff (H_2S) [4]	Sehr giftiges, farbloses, nach faulen Eiern riechendes Gas, welches bereits in geringen Konzentrationen lebensgefährlich sein kann. Ab einer bestimmten Konzentration wird der Geruchssinn gelähmt und das Gas nicht mehr wahrgenommen.
Sekundärenergieträger [7]	Energieträger, die aus der Umwandlung in technischen Anlagen aus Primär- oder aus anderen Sekundärenergieträgern bzw. -energien bereitgestellt werden, z. B. Benzin, Heizöl, elektrische Energie. Dabei fallen u. a. Umwandlungs- und Verteilungsverluste an.
Silage	Durch Milchsäuregärung konserviertes Pflanzenmaterial
Siloxane [9]	Organische Siliziumverbindungen, also Verbindungen der Elemente Silizium (Si), Sauerstoff (O), Kohlenstoff (C) und Wasserstoff (H)
Stickoxid [8]	Die Gase Stickstoffmonoxid (NO) und Stickstoffdioxid (NO_2) werden unter dem Begriff NO_x (Stickoxide) zusammengefasst. Sie entstehen bei allen Verbrennungsvorgängen als Verbindung zwischen dem Stickstoff der Luft und dem Sauerstoff, aber auch durch Oxidation von stickstoffhaltigen Verbindungen, die im Brennstoff enthalten sind.
Substrat [1]	Rohstoff für eine Fermentation bzw. Vergärung
Trockensubstanzanteil (TS)	Wasserfreier Anteil eines Stoffgemisches nach Trocknung bei 105 °C.
U-Wert (früher k-Wert)[8]	Maß für den Wärmestrom, der bei einer Temperaturdifferenz von 1 Kelvin durch einen Quadratmeter eines Bauteils fließt. Je kleiner der U-Wert ist, desto geringer sind die Wärmeverluste.
Verweilzeit [1]	Durchschnittliche Aufenthaltszeit des Substrates im Fermenter
Volllaststunden	Zeitraum der Vollauslastung einer Anlage, wenn die Gesamtnutzungsstunden und der durchschnittliche Nutzungsgrad innerhalb eines Jahres auf einen Nutzungsgrad von 100 % umgerechnet werden.

Quellen:

[1] VDI-Richtlinie (2006): Vergärung organischer Stoffe – Substratcharakterisierung, Probenahme, Stoffdatenerhebung, Gärversuche. VDI 4630, April 2006, Beuth Verlag GmbH
[2] Gesetz zur Förderung der Kreislaufwirtschaft und Sicherung der umweltverträglichen Beseitigung von Abfällen (Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz – KrW-/AbfG), 1994/2009, § 3 Begriffsbestimmung http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/krw-_abfg/gesamt.pdf, Letzter Zugriff: 09.08.2010
[3] Madigan, Michael T.; Martinko, John M.; Parker, Jack: Biology of microorganisms. Ausgabe: 9th ed. Erschienen: Upper Saddle River, N.J. [u. a.], Prentice-Hall, 2000, ISBN 0-13-085264-3
[4] Bundesverband der Landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaften (Hrsg.): Technische Information 4 – Sicherheitsregeln für Biogasanlagen, www.lsv.de/fob/66dokumente/info0095.pdf; Stand 10/2008
[5] Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit (Hrsg.): Umweltlexikon. www.stmug.bayern.de/service/lexikon/index_n.htm, Letzter Zugriff: 09.08.2010
[6] Schulz, H. und Eder, B. (2006): Biogas – Praxis. Grundlagen, Planung, Anlagenbau, Beispiele, Wirtschaftlichkeit. 3. vollst. überarb. u. erweiterte Auflage, ökobuch Verlag, Staufen bei Freiburg, ISBN 978-3-936896-13-8
[7] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) (Hrsg.): Basiswissen Bioenergie – Definitionen der Energiebegriffe, Aus Leitfaden Bioenergie, Herausgeber FNR, Gülzow 2000, www.bio-energie.de/allgemeines/basiswissen/definitionen-der-energiebegriffe/ Letzter Zugriff: 09.08.2010
[8] KATALYSE Institut für angewandte Umweltforschung e. V. (Hrsg.): Umweltlexikon-Online. www.umweltlexikon-online.de/RUBhome/index.php, Letzter Zugriff: 09.08.2010
[9] Umweltbundesamt GmbH (Österreich Anm. d. R.)(Hrsg.): Siloxane, www.umweltbundesamt.at/umweltinformation/schadstoff/silox/?&tempL=, Letzter Zugriff: 09.08.2010
[10] DIN 1343:1990-01: Titel: Referenzzustand, Normzustand, Normvolumen; Begriffe und Werte. Ausgabe 1990, Beuth Verlag GmbH

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abb. 2.1:	Schematische Darstellung des anaeroben Abbaus	11
Abb. 2.2:	Zusammenhang zwischen Raumbelastung und hydraulischer Verweilzeit bei unterschiedlichen Substratkonzentrationen	16
Abb. 2.3:	Batchversuche im Biogaslabor	19
Abb. 3.1:	Schema des Durchfluss-Verfahrens	22
Abb. 3.2:	Schema des kombinierten Durchfluss-Speicher-Verfahrens	22
Abb. 3.3:	Allgemeiner Verfahrensablauf bei der Biogasgewinnung	23
Abb. 3.4:	Schema einer landwirtschaftlichen Biogasanlage mit Verwendung von Kosubstraten	24
Abb. 3.5:	Schwerstoffabscheider in einer Rohrleitung	25
Abb. 3.6:	Vorlagebehälter mit Auflöser	26
Abb. 3.7:	Hammer- und Walzenmühle zur Zerkleinerung fester Substrate	27
Abb. 3.8:	Substratzerkleinerung in der Förderleitung, Lochscheibenzerkleinerer	28
Abb. 3.9:	Tauchpumpe mit Schneidkanten am Rotor als Beispiel der Einheit aus Zerkleinerungs- und Förderaggregat	29
Abb. 3.10:	Hygienisierung mit Rückkühlung	29
Abb. 3.11:	Hydrothermale Desintegration mit Bioextruder	30
Abb. 3.12:	Pumpen in einer Biogasanlage	31
Abb. 3.13:	Exzenterschneckenpumpe	33
Abb. 3.14:	Drehkolbenpumpe (links), Drehkolben-Pumpprinzip (rechts)	33
Abb. 3.15:	Vor- bzw. Annahmegrube bei der Beschickung	34
Abb. 3.16:	Indirekter Feststoffeintrag (Schema)	35
Abb. 3.17:	Direkter Feststoffeintrag (Schema)	35
Abb. 3.18:	Rachentrichterpumpen mit integrierter Drehkolbenpumpe (links) und Exzenterschneckenpumpe (rechts)	35
Abb. 3.19:	Einbringung stapelbarer Biomasse	36
Abb. 3.20:	Einbringung stapelbarer Biomasse mit Förderschnecken	38
Abb. 3.21:	Rohrleitungen und Armaturen in einer Pumpstation, Absperrschieber	38
Abb. 3.22:	Arbeitsbühne zwischen zwei Behältern mit Rohrleitungen und Drucksicherungen (links); Gasleitung mit Verdichtergebläse (rechts)	39
Abb. 3.23:	Volldurchmischter Fermenter mit Langachsrührwerk und weiteren Einbauten	40
Abb. 3.24:	Pfropfenstromreaktor (Nassvergärung)	41
Abb. 3.25:	Pfropfenstromreaktor (Feststoffvergärung)	41
Abb. 3.26:	Pfropfenstromfermenter; Praxisbeispiele, zylindrisch (links), rechteckig, mit aufgesetztem Gasspeicher (rechts)	42
Abb. 3.27:	Beispiel für Boxenfermenter; Fermenterbatterie und Fermentertor	42
Abb. 3.28:	Prinzipskizze Pfefferkorn-Fermenter	43
Abb. 3.29:	Beispiele für Sonderbauformen in der Feststoffvergärung; Aufstauverfahren (links), durchmischte Boxenfermenter (Mitte), Methanstufe des Trocken-Nassvergärungsverfahrens und externer Gasspeicher (rechts)	43
Abb. 3.30:	Bau eines Betonfermenters	44
Abb. 3.31:	Im Bau befindliche Edelstahlfermenter	45
Abb. 3.32:	Propeller-TMR (links), Führungsrohrsystem (Mitte), Großflügel-TMR (rechts)	46
Abb. 3.33:	Langachsrührwerke	48
Abb. 3.34:	Axialrührwerk	49
Abb. 3.35:	Paddelrührwerk	49
Abb. 3.36:	Vorrichtungen zur störungsarmen Gasabfuhr; Gasrohreinlass mit Öffnung nach oben (links die Substratzufuhr)	50
Abb. 3.37:	Schneckenseparator	51
Abb. 3.38:	Edelstahlheizrohre im Fermenter verlegt (innenliegend) (links); Einbau von Heizschläuchen in die Fermenterwand (Mitte, rechts)	54
Abb. 3.39:	Unterkonstruktion eines Tragluftdaches (links); Biogasanlage mit Tragluftdächern	56
Abb. 3.40:	Externe Folienspeicher	56
Abb. 3.41:	Beispiel für freistehenden Doppelmembranspeicher	56
Abb. 3.42:	Notfackel einer Biogasanlage	57
Abb. 3.43:	Einsatz von Gärrückstandseparation in Abhängigkeit zur Anlagengröße	59
Abb. 3.44:	Kleine Hofanlagen zur Güllevergärung	61
Abb. 3.45:	Güllevergärungsanlage, Güllezuführung über Pumpe aus Vorgrube	62
Abb. 3.46:	Fermenter mit axialem Rührwerk auf Betondecke	63
Abb. 3.47:	Ringsystem mit innen liegendem Fermenter, außen liegendem Gärrückstandslager	63

Abb. 3.48:	Horizontaler Fermenter mit BHKW und weiterer Technik im Container	63
Abb. 3.49:	Kompaktfermenter (Turm) mit hydraulischer Durchmischung	64
Abb. 3.50:	Kleinanlage mit Kompaktfermenter (Turm)	64
Abb. 3.51:	Landwirtschaftlicher Betrieb mit Gülle-Kleinanlage	66
Abb. 4.1:	Energiepflanzenmix	75
Abb. 5.1:	Hemmung der Methanbildung aus Essigsäure durch NH_3	83
Abb. 5.2:	Schema zur Anlagenüberwachung	85
Abb. 5.3:	Beschickungsregime beim Anfahren	89
Abb. 5.4:	Verlauf Anfahrphase Fermenter 1	90
Abb. 5.5:	Verlauf Anfahrphase Fermenter 2	91
Abb. 5.6:	Verlauf Anfahrphase Fermenter 3	91
Abb. 5.7:	Verlauf Anfahrphase Fermenter 1 unter Spurenelementemangel	92
Abb. 5.8:	Möglichkeiten der Optimierung	98
Abb. 5.9:	Detektion von Methanleckagen an Fermentern mittels bildgebender Infrarotmessverfahren	102
Abb. 6.1:	Gasregelung für die Lufteinblasung in den Fermentergasraum	108
Abb. 6.2:	Externe biologische Entschwefelung, links Bio-Rieselbettreaktor, rechts Biofeuchtreaktor	109
Abb. 6.3:	Biogasaufbereitungsanlage (Genosorb-Wäsche) in Ronnenberg	113
Abb. 6.4:	Schematischer Aufbau eines BHKW	115
Abb. 6.5:	Biogas-BHKW, Komplettmodul in Kompaktbauweise mit Notfackel	115
Abb. 6.6:	Elektrischer Wirkungsgrad von Biogas-BHKW	117
Abb. 6.7:	Heizverteiler	118
Abb. 6.8:	BHKW mit Gasregelstrecke	119
Abb. 6.9:	Aufbau eines BHKW in einem Gebäude bzw. BHKW-Container	120
Abb. 6.10:	Arbeitsweise eines Stirlingmotors	121
Abb. 6.11:	Aufbau einer Mikrogasturbine	121
Abb. 6.12:	Funktionsprinzip einer Brennstoffzelle	122
Abb. 6.13:	Funktionsschema einer Absorptionskältemaschine	123
Abb. 6.14:	Beispiel einer Absorptionskältemaschine an einer Biogasanlage	123
Abb. 6.15:	Tankstelle mit Biogasangebot	125
Abb. 7.1:	Bau eines zusätzlichen neuen BHKW am Standort der Biogasanlage	140
Abb. 7.2:	Austausch eines vorhandenen BHKW gegen ein neues BHKW am Standort der Biogasanlage	141
Abb. 7.3:	Austausch eines vorhandenen BHKW gegen ein neues BHKW am Satelliten-Standort	142
Abb. 8.1:	Verteilung des Anteils externer Wärmenutzung bei Biogasanlagen mit KWK-Prozess als Ergebnis einer Betreiberbefragung (n = 468, Mehrfachnennungen möglich)	166
Abb. 8.2:	Errichtung eines Wärmenetzes	169
Abb. 9.1:	Möglichkeiten des Landwirtes im Betriebszweig Biogas	171
Abb. 9.2:	Einflussgrößen auf die Wahl des Anlagenstandortes	173
Abb. 9.3:	Arbeitszeitbedarf für die Betreuung ohne Beschickung	176
Abb. 9.4:	Darstellung des für die Modellanlage V erforderlichen Arbeitszeitbedarfes	177
Abb. 10.1:	Zusammenhang zwischen relativem Restgaspotenzial bei 20–22 °C und der hydraulischen Verweilzeit	188
Abb. 10.2:	Schleppschlauchverteiler	190
Abb. 10.3:	Schleppschuhverteiler	190
Abb. 10.4:	Schlitzverteiler	191
Abb. 10.5:	Güllegrubber	191
Abb. 10.6:	Ausbringzeiträume für Gärrückstände	192
Abb. 10.7:	Klassifizierung der Aufbereitungsverfahren nach prinzipiellen Verfahrensabläufen	198
Abb. 10.8:	Gärrückstandsausbringung	202

Abb. 11.1:	Realisierungsschritte eines Projektes zur Biogasgewinnung und -nutzung	203
Abb. 11.2:	Gesamtsystem eines Biogasanlagenvorhabens	204
Abb. 11.3:	Kriterien einer Machbarkeitsuntersuchung für Biogasanlagen	205
Abb. 11.4:	Kriterien für die Standortwahl	206
Abb. 12.1:	Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse zu End-/Nutzenergiebereitstellung	218
Abb. 12.2:	Treibhausgasemissionen (kg CO_2-Äq./kWh_{el}) Modellbiogasanlagen im Vergleich zum deutschen Strommix	219
Abb. 12.3:	Biogasanlagenentwicklung in Deutschland (Anlagenzahl differenziert nach Leistungsklassen und installierter elektrischer Anlagenleistung MW_{el} ohne Abbildung von Biogasaufbereitungsanlagen, Deponie- und Klärgasanlagen)	220
Abb. 12.4:	Installierte elektrische Leistung bezogen auf die Landwirtschaftsfläche [kW_{el}/1.000 haLF] in den Bundesländern	221
Abb. 12.5:	Massebezogener Substrateinsatz in Biogasanlagen (Betreiberumfrage 2013)	222
Abb. 12.6:	Massebezogener Substrateinsatz nachwachsender Rohstoffe in Biogasanlagen (Betreiberumfrage 2013)	222
Abb. 12.7:	Technisches Primärenergiepotenzial für Biogas in Deutschland 2007 bzw. 2020	224
Abb. 13.1:	Landwirtschaftliche Biogasanlage	226

TABELLENVERZEICHNIS

Tab. 2.1:	Günstige Spurenelementkonzentrationen verschiedener Literaturquellen	14
Tab. 2.2:	Hemmstoffe bei anaeroben Abbauprozessen und deren schädigende Konzentration	15
Tab. 2.3:	Spezifischer Biogasertrag und Methangehalt der entsprechenden Stoffgruppen	17
Tab. 2.4:	Kennwerte für Grassilage	18
Tab. 2.5:	Biogas- und Methanausbeute von Grassilage	18
Tab. 2.6:	Durchschnittliche Zusammensetzung von Biogas	19
Tab. 3.1:	Einteilung der Verfahren zur Biogaserzeugung nach verschiedenen Kriterien	21
Tab. 3.2:	Lagerung von Substraten vor der Vergärung	25
Tab. 3.3:	Kennwerte und Einsatzparameter von Zerkleinerungsaggregaten in kombinierten Vorlage- und Dosiereinheiten	26
Tab. 3.4:	Kennwerte und Einsatzparameter externer Zerkleinerungsaggregate	27
Tab. 3.5:	Kennwerte und Einsatzparameter von Zerkleinerungsrührwerken in der Vorgrube	27
Tab. 3.6:	Kennwerte und Einsatzparameter von Zerkleinerungsaggregaten in der Förderleitung	28
Tab. 3.7:	Kennwerte und Einsatzparameter von Zerkleinerungsaggregaten, die mit der Fördertechnik eine Geräteeinheit bilden	29
Tab. 3.8:	Kennwerte und Einsatzparameter von Hygienisierungsbehältern	30
Tab. 3.9:	Kennwerte und Einsatzparameter von Kreiselpumpen	32
Tab. 3.10:	Kennwerte und Einsatzparameter von Exzenterschneckenpumpen	32
Tab. 3.11:	Kennwerte und Einsatzparameter von Drehkolbenpumpen	33
Tab. 3.12:	Kennwerte und Einsatzparameter von Vorgruben	34
Tab. 3.13:	Eigenschaften von Rachentrichterpumpen zum Feststoffeintrag in den Flüssigkeitsstrom	36
Tab. 3.14:	Kennwerte und Einsatzparameter von Eintragskolben	37
Tab. 3.15:	Kennwerte und Einsatzparameter von Eintragsschnecken	37
Tab. 3.16:	Kennwerte von Armaturen und Rohrleitungen für Flüssigkeitsleitungen	39
Tab. 3.17:	Kennwerte von Armaturen und Rohrleitungen für Gasleitungen	39
Tab. 3.18:	Eigenschaften von volldurchmischten Biogasreaktoren	40
Tab. 3.19:	Eigenschaften von Biogasreaktoren mit Pfropfenströmung	41
Tab. 3.20:	Kennwerte und Einsatzparameter von Beton für Behälter in Biogasanlagen	45
Tab. 3.21:	Kennwerte und Einsatzparameter von Stahl für Behälter in Biogasanlagen	45
Tab. 3.22:	Kennwerte und Einsatzparameter von Tauchmotor-Propellerrührwerken	46
Tab. 3.23:	Kennwerte und Einsatzparameter von Langachsrührwerken	47
Tab. 3.24:	Kennwerte und Einsatzparameter von axialen Rührwerken für Biogasanlagen	48
Tab. 3.25:	Kennwerte und Einsatzparameter von Paddel-/Haspelrührwerken in stehenden und liegenden Fermentern	49
Tab. 3.26:	Kennwerte und Einsatzparameter der pneumatischen Fermenterdurchmischung	50
Tab. 3.27:	Kennwerte und Einsatzparameter der hydraulischen Fermenterdurchmischung	50
Tab. 3.28:	Technik von Sedimentaustragssystemen	51
Tab. 3.29:	Technik von Schneckenseparatoren	52
Tab. 3.30:	Kennwerte von Dämmstoffen	53
Tab. 3.31:	Kennwerte von Dämmstoffen – Beispiele	53
Tab. 3.32:	Kennwerte und Einsatzparameter von integrierten Heizungen	53
Tab. 3.33:	Kennwerte und Einsatzparameter von externen Wärmeübertragern	54
Tab. 3.34:	Kennwerte und Einsatzparameter von Folienhauben	55
Tab. 3.35:	Kennwerte und Einsatzparameter von externen Biogasspeichern	55
Tab. 3.36:	Kennwerte und Einsatzparameter von Notfackeln	57
Tab. 4.1:	Nährstoffgehalte von Wirtschaftsdüngern	69
Tab. 4.2:	Gasertrag und Methanausbeute von Wirtschaftsdüngern	69
Tab. 4.3:	Stoffdaten ausgewählter nachwachsender Rohstoffe	71
Tab. 4.4:	Biogaserträge ausgewählter nachwachsender Rohstoffe	71
Tab. 4.5:	Auswahl von Standard-Methanerträgen rein pflanzlicher Nebenprodukte gemäß Anlage 1 der Biomasseverordnung 2012	72
Tab. 4.6:	Stoffdaten ausgewählter rein pflanzlicher Nebenprodukte	73
Tab. 4.7:	Biogaserträge ausgewählter Substrate aus der Agroindustrie	73
Tab. 4.8:	Stoffeigenschaften von Grünschnitt	74
Tab. 4.9:	Übersicht über die Substrateigenschaften	76

Tab. 5.1:	Grenzwerte für max. zulässige Säurekonzentration	80
Tab. 5.2:	Richtwerte zu Spurenelementen	81
Tab. 5.3:	Literaturangaben zu Hemmkonzentrationen von Ammoniak	82
Tab. 5.4:	Messgrößen und ihre Verfügbarkeit	84
Tab. 5.5:	Methoden für die Regelung	87
Tab. 5.6:	Messprogramm für Biogasanlagen zur Überwachung des biologischen Prozesses (Normalbetrieb)	89
Tab. 5.7:	Eigenschaften von Gasen	95
Tab. 5.8:	Eigenschaften von Biogaskomponenten	95
Tab. 5.9:	Toxische Wirkung von Schwefelwasserstoff	97
Tab. 6.1:	Verfahrensübersicht Entschwefelungsverfahren	107
Tab. 6.2:	Kennwerte und Einsatzparameter der biologischen Entschwefelung im Fermenter	107
Tab. 6.3:	Kennwerte und Einsatzparameter externer biologischer Entschwefelungsanlagen	108
Tab. 6.4:	Kennwerte und Einsatzparameter externer biochemischer Gaswäschen	109
Tab. 6.5:	Kennwerte bei der internen chemischen Entschwefelung	110
Tab. 6.6:	Kennwerte bei der Entschwefelung mittels Aktivkohle	110
Tab. 6.7:	Gegenüberstellung der Verfahren zur Methananreicherung	112
Tab. 6.8:	Kennwerte und Einsatzparameter von Gas-Otto-Motoren	115
Tab. 6.9:	Kennwerte und Einsatzparameter von Zündstrahlmotoren	116
Tab. 6.10:	Emissionsgrenzwerte der TA-Luft vom 24.07.2002 für Verbrennungsmotoranlagen nach Nr. 1.4 (einschl. 1.1 u. 1.2) 4. BImSchV	116
Tab. 7.1:	Vergütungssätze nach EEG 2012 für im Jahr 2012 in Betrieb genommene Biogasanlagen	135
Tab. 7.2:	Degressionsschritte der Grundvergütung für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse	135
Tab. 7.3:	Degressionsschritte für die Vergütung für Bioabfallvergärungsanlagen, für kleine Gülleanlagen und den Gasaufbereitungsbonus	136
Tab. 7.4:	Beispiel eines Einsatzstofftagebuches	136
Tab. 7.5:	Voraussichtliche EEG-Vergütung für den erzeugten Strom nach einer Anlagenerweiterung durch BHKW-Zubau	141
Tab. 7.6:	Voraussichtliche EEG-Vergütung für den erzeugten Strom nach einer Anlagenerweiterung durch BHKW-Austausch	141
Tab. 7.7:	Voraussichtliche EEG-Vergütung für den erzeugten Strom nach einer Anlagenerweiterung durch Austausch eines Satelliten-BHKW	142
Tab. 7.8:	Managementprämie für Biomasse, Wasserkraft und andere steuerbare erneuerbare Energien	144
Tab. 8.1:	Übersicht und Charakterisierung der Modellanlagen	152
Tab. 8.2:	Substratkennzahlen und -preise	153
Tab. 8.3:	Angenommener Substrateinsatz der Modellanlagen	153
Tab. 8.4:	Annahmen für technische und verfahrenstechnische Kenndaten und Auslegungsgrößen der Modellanlagen	154
Tab. 8.5:	Berücksichtigte Technik der Modellanlagen	155
Tab. 8.6:	Technische und verfahrenstechnische Kenndaten der Modellanlagen I bis IV	156
Tab. 8.7:	Technische und verfahrenstechnische Kenndaten der Modellanlagen V bis VII	157
Tab. 8.8:	Technische und verfahrenstechnische Kenndaten der Biomethan-Modellanlage VIII	157
Tab. 8.9:	Investitionen für Funktionseinheiten der Modellanlagen I bis III	159
Tab. 8.10:	Investitionen für Funktionseinheiten der Modellanlagen IV bis VI	159
Tab. 8.11:	Investitionen für Funktionseinheiten der Modellanlagen VII bis VIII	159
Tab. 8.12:	Vergütungsanspruch der Modellanlagen gemäß EEG 2012 für eine Inbetriebnahme im Jahr 2013	160
Tab. 8.13:	Leistungs-Kosten-Rechnung für die Modellanlagen I bis IV	162
Tab. 8.14:	Leistungs-Kosten-Rechnung für die Modellanlagen V bis VII	163
Tab. 8.15:	Kostenrechnung für die Biomethan-Modellanlage VIII	164
Tab. 8.16:	Sensitivitätsanalyse für die Modellanlagen I bis V	165
Tab. 8.17:	Sensitivitätsanalyse für die Modellanlagen VI bis VIII	165
Tab. 8.18:	Kostenrechnungen der Getreidetrocknung über die Wärmeträger Biogas oder Heizöl	166
Tab. 8.19:	Leistungs-Kosten-Rechnung für Verfahren der Getreidetrocknung mit Wärme aus Biogas-BHKW	167
Tab. 8.20:	Heizöleinsparung bei Verfahren der Getreidetrocknung mit Wärme aus Biogas-BHKW	167
Tab. 8.21:	Jahreswärmebedarf von Gewächshäusern und Ausnutzung des Wärmepotenzials einer 500 kW_{el}-Biogasanlage bei unterschiedlicher Kulturführung und Gewächshausgröße	168
Tab. 8.22:	Kostenvergleich der Wärmebereitstellung mittels Heizölheizung und Biogas-BHKW-Wärme am Beispiel von zwei Gewächshausgrößen bei „kalter“ Kulturführung	168

Tab. 8.23: Annahmen und Kenndaten für die Wärmebereitstellung in einem kommunalen Nahwärmenetz mit Grundlastabdeckung durch Biogas-BHKW-Wärme und Holzhackschnitzelfeuerung 169
Tab. 8.24: Investitionsbedarf und Wärmebereitstellungskosten für das kommunale Nahwärmenetz in Abhängigkeit vom Abgabepreis für die Biogas-BHKW-Abwärme 169
Tab. 8.25: Qualitative Einordnung unterschiedlicher Wärmenutzungspfade 170

Tab. 9.1: Arbeitszeitbedarf in Abhängigkeit vom Produktionsverfahren 175
Tab. 9.2: Arbeitszeitbedarf für die Feststoffeinbringung 176
Tab. 9.3: Steuerliche Einordnung des Betriebs bei der Produktion von Strom aus Biogas 178
Tab. 9.4: Die wichtigsten Rechtsformen im Überblick 183

Tab. 10.1: Kennwerte und wertgebende Eigenschaften von Gärrückständen und Wirtschaftsdüngern im Vergleich 185
Tab. 10.2: Schwermetallgehalte von Gärrückständen und Wirtschaftsdüngern im Vergleich 185
Tab. 10.3: Infektionserreger in Flüssigmist und organischen Abfällen 186
Tab. 10.4: Vorkommen von Salmonellen in Substraten und Gärrückständen von Biogasanlagen 186
Tab. 10.5: Abdeckungen für Gärrückstandslager zur Minderung von Ammoniakemissionen 187
Tab. 10.6: Restgaspotenzial von Gärrückständen landwirtschaftlicher Biogasanlagen, bezogen auf die erzielte Methanausbeute pro t Substratinput 187
Tab. 10.7: Verlustschwellen einer gasdichten Nachrüstung von Gärrückstandslager-Rundbehältern 189
Tab. 10.8: Kumulative Ammoniakverluste nach Ausbringung von Wirtschaftsdüngern 190
Tab. 10.9: Minderung der Ammoniakverluste nach der Ausbringung von flüssigen Gärrückständen 191
Tab. 10.10: Annahmen für die Berechnung von Nährstoffbilanzen 193
Tab. 10.11: Berechnete Eigenschaften der Gärrückstandtypen der entsprechenden Modellanlagen 193
Tab. 10.12: Nährstoffbilanz am Beispiel Mais bei einer Gärrückstandmenge von 30 m^3/ha · a 193
Tab. 10.13: Durchschnittliche jährliche Nährstoffbilanzen der 4-gliedrigen Fruchtfolge bei unterschiedlichen Applikationstechniken 194
Tab. 10.14: Humusbilanz der Ackerfruchtfolge bei einer Gärrückstandsmenge (Modellanlage II nach [10-25]) von 64 m^3/ha in 4 Jahren 194
Tab. 10.15: Bewertung der Humussalden nach VDLUFA 2004 195
Tab. 10.16: Schadstoffgrenzwerte für Düngemittel und Natur- und Hilfsstoffe 196
Tab. 10.17: Nährstoffgehalte der Fraktionen, modellhaft berechnet für die Aufbereitungsverfahren 200
Tab. 10.18: Schadstoffgrenzwerte für Düngemittel und Natur- und Hilfsstoffe 200

Tab. 11.1: Aspekte eines Biomasseliefervertrags 216

Tab. 12.1: Regionale Verteilung der im Jahr 2012 in Betrieb befindlichen Biogasanlagen und der installierten elektrischen Anlagenleistung in Deutschland (Befragung der Länderinstitutionen 2012) 220

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AGW	Arbeitsplatzgrenzwert (ehem. MAK-Wert)
AKh	Arbeitskraftstunde
ASUE	Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V.
ATB	Leibniz-Institut für Agrartechnik Potsdam-Bornim e. V.
ATP	Adenosintriphosphat
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BioAbfV	Bioabfallverordnung
BR	Raumbelastung
C	Kohlenstoff
ca.	circa
CCM	Corn-Cob-Mix
CH_4	Methan
C/N	Kohlenstoff-Stickstoff-Verhältnis
Co	Kobalt
CO_2	Kohlendioxid
CSB	Chemischer Sauerstoffbedarf
d	Tag
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
DVGW	Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V.
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
el od. elektr.	elektrisch
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
Fe	Eisen
FNR	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.
FV	Feststoffvergärung
FM	Frischmasse
g	Gramm
ggf.	gegebenenfalls
GPS	Ganzpflanzensilage
GU	Generalunternehmer
GV	Großvieheinheit
H_2S	Schwefelwasserstoff
ha	Hektar
HRT	hydraulische Verweilzeit
inkl.	inklusive
K	Kelvin
k. A.	keine Angabe
KBE	Kolonie bildende Einheiten
KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V.
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
l	Liter
LKS	Lieschkolbenschrot
m_N^3	Normkubikmeter
M	Modellanlage
MDÄ	Mineraldünger-Äquivalent
Mg	Magnesium
MK	Milchkühe
Mn	Mangan
Mo	Molybdän
N	Stickstoff
NADP	Nicotinamid-Adenin-Dinucleotidphosphat
NawaRo	Nachwachsender Rohstoff
NfE	N-freie Extraktstoffe
NH_3	Ammoniak
NH_4	Ammonium
Ni	Nickel
Nm^3	Normkubikmeter
O	Sauerstoff
oTS	Organische Trockensubstanz
P	Phosphor
PP	Pflanzenproduktion
ppm	Parts per million (Teile von einer Million)
RA	Rohasche
RF	Rohfaser
RL	Rohfett
RP	Rohprotein
S	Schwefel
Se	Selen
StUA	Staatliches Amt für Umwelt und Naturschutz
TA	Technische Anleitung
th od. therm.	thermisch
THG	Treibhausgas
TI	Johann Heinrich von Thünen-Institut
TM	Trockenmasse
TS	Trockensubstanz
U/min	Umdrehung pro Minute (Drehzahl)
VOB	Vergabe- und Vertragsordnung für Bauleistungen
Vol.	Volumen
VQ	Verdaulichkeit
W	Wolfram

ANSCHRIFTEN DER INSTITUTIONEN

Bayrische Landesanstalt für Landtechnik (LfL)
Institut für Ländliche Strukturentwicklung,
Betriebswirtschaft und Agrarinformatik
Menzingerstraße 54
80638 München
Internet: www.lfl.bayern.de

Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Bereich Biochemische Konversion (BK)
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
Internet: www.dbfz.de

Fachverband Biogas e.V.
Angerbrunnenstraße 12
85356 Freising
Internet: www.biogas.org

Johann Heinrich von Thünen-Institut (TI)
Institut für Agrartechnologie und Biosystemtechnik
Bundesallee 50
38116 Braunschweig
Internet: www.ti.bund.de

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
Bartningstr. 49
64289 Darmstadt
Internet: www.ktbl.de

PARTA Buchstelle für Landwirtschaft und Gartenbau GmbH
Rochusstraße 18
53123 Bonn
Internet: www.parta.de

Rechtsanwaltskanzlei Schnutenhaus & Kollegen
Reinhardtstr. 29 B
10117 Berlin
Internet: www.schnutenhaus-kollegen.de

Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL)
Naumburger Str. 98
07743 Jena
Internet: www.thueringen.de/de/tll

Universität für Bodenkultur Wien (BOKU)
Department für Nachhaltige Agrarsysteme
Peter-Jordan-Str. 82
A-1190 Wien
Internet: www.boku.ac.at

AUTORENVERZEICHNIS

Name	Institution
Thomas Amon	Ehemals: Universität für Bodenkultur Wien (BOKU)
Urs P. Behrendt	Rechtsanwälte Schnutenhaus & Kollegen
Jaqueline Daniel-Gromke	Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Velina Denysenko	Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Helmut Döhler	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL)
Iris Falke	Rechtsanwälte Schnutenhaus & Kollegen
Elmar Fischer	Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Erik Fischer	Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Jörg Friehe	Ehemals: Johann Heinrich von Thünen-Institut (TI)
Henrik Gattermann	Ehemals: Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (IE)
Sven Grebe	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL)
Johan Grope	Ehemals: Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Stefan Hartmann	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL)
Peter Jäger	Ehemals: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL)
Uwe Jung	Ehemals: Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Martin Kaltschmitt	Ehemals: Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Ulrich Keymer	Bayrische Landesanstalt für Landtechnik (LfL)
Susanne Klages	Ehemals: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL)
Jan Liebetrau	Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Anke Niebaum	Ehemals: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL)
Mark Paterson	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL)
Jan Postel	Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Torsten Reinelt	Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Gerd Reinhold	Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL)
Ursula Roth	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL)
Alexander Schattauer	Ehemals: Johann Heinrich von Thünen-Institut (TI)
Sophia Scheibe	Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Anne Scheuermann	Ehemals: Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (IE)
Jörn Schnutenhaus	Rechtsanwälte Schnutenhaus & Kollegen
Frank Scholwin	Ehemals: Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Andre Schreiber	Ehemals: Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Britt Schumacher	Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Markus Schwab	Ehemals: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL)
Monika Stadelmann	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL)
Ralf Stephany	PARTA Buchstelle für Landwirtschaft und Gartenbau GmbH
Walter Stinner	Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Paul Trainer	Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Thomas Weidele	Ehemals: Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (IE)
Peter Weiland	Ehemals: Johann Heinrich von Thünen-Institut (TI)
Marco Weithäuser	Ehemals: Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Ronny Wilfert	Ehemals: Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (IE)
David Wilken	Fachverband Biogas e. V.
Bernd Wirth	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL)
Sebastian Wulf	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL)

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)
OT Gülzow, Hofplatz 1
18276 Gülzow-Prüzen
Tel.: 03843/6930-0
Fax: 03843/6930-102
info@fnr.de
www.nachwachsende-rohstoffe.de
www.fnr.de

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier
mit Farben auf Pflanzenölbasis

Bestell-Nr. 208
FNR 2013

ISBN 3-00-014333-5

FNR
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.